283
26

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ КОНФЕРЕНЦИЙ ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ

Выпуск четвертый

3 НОЯ 1935
1371.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ПЛОЩАДИ ГРОЗНЕФТИ

А 28
3-26.

ИЗДАТЕЛЬСТВО АКАДЕМИИ НАУК СССР • ЛЕНИНГРАД • 1933

PROCEEDINGS
OF THE NORTH-CAUCASIAN CONFERENCES OF PETROLEUM GEOLOGISTS

FASCICL IV

PODUCTIVE FIELDS GROSNEFT TRUST

Edited by the Publishing Committee:
President-Academian I. Gubkin, Vice-President—C. Tumbinski, Members: B. Alferov, I. Brod, Th. Golynétz, M. Jdanov, G. Maximovich, G. Morozov, K. Prokopov, N. Uspenskaia, A. Khuziev, S. Shangin.

Chief Editor of the Proceedings: I. Brod.

EDITION OF THE ACADEMY OF SCEICES USSR • LENINGRAD • 1933

А 28 3/26.

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ КОНФЕРЕНЦИЙ ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ

ВЫПУСК ЧЕТВЕРТЫЙ

3 ИЮЯ 1935
1371.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ПЛОЩАДИ ГРОЗНЕФТИ

6266

Под редакцией комитета в составе: председатель акад. И. М. Губкин, зам. пред. К. П. Тумбинский, члены: Б. А. Алферов, И. О. Брод, Ф. Ф. Голынец, М. А. Жданов, Г. А. Максимович, Г. С. Морозов, К. А. Прокопов, Н. Ю. Успенская, А. А. Хуциев и С. Н. Шаньгин.

Ответственный редактор И. О. Брод.

Гос. публичная
Ленинградская общ.
Библиотека
Зал А шкаф 28
Полка № 3-26.
Ленинград
Демидов пер. 8-а

ИЗДАТЕЛЬСТВО АКАДЕМИИ НАУК СССР ЛЕНИНГРАД 1933

ОТ РЕДАКЦИОННОГО КОМИТЕТА.

Выпуск четвертый объединяет 13 докладов, посвященных промысловым площадям Грознефти. Из помещаемых докладов два являются докладами на пленуме первой конференции, семь — на пленуме второй и остальные служат материалами, освещающими вопросы, разбиравшиеся при секционной проработке основных докладов.

Первое редактирование большинства докладов было выполнено *С. Н. Шаньгиным* и *Г. А. Максимовичем*. Доклады по электрометрии проредактированы *В. Н. Дахновым*. Библиография составлена *И. О. Бродом*.

Окончательная редакция выпуска проведена *И. О. Бродом* и *А. А. Данциг*.

Выпуск четвертый включает доклады:

1) *С. Н. Шаньгин*—Результаты и перспективы разведки контуров нефтеносности и глубоких горизонтов на эксплоатационных площадях Грознефти.
2) *Г. А. Макаренко*—К тектонике Ново-Грозненской промысловой площади.
3) *Н. Г. Донсков*—Итоги разведочного бурения 1932 г. на Старо-Грозненской промысловой площади.
4) *Н. Г. Донсков*—К программе разведочных работ на Старо-Грозненской промысловой площади в 1933 г.
5) *Г.А. Максимович*—Фонтаны спаниодонтелловых песчаников Старо-Грозненского месторождения.
6) *А. Н. Кожушко*—Обзор разведочных работ 1932 г. в Артемовском районе.
7) *Г. А. Максимович*—Буровые воды Вознесенской площади.
8) *П. С. Брудницкий*—Разведочное бурение на промысловых площадях Грознефти.
9) *М. В. Максимов*—Работа Грозненской геолого-технической комиссии по охране нефтяных и газовых месторождений за 1932 г. и состояние охраны недр в Грозненском и Дагестанском районах.
10) *Б. М. Шайдеров*—Обзор работ Грозненского комитета по вторичным методам разработки нефтяных месторождений.
11) *А. М. Шайдеров* — О результатах электроразведки на промысловых площадях Грознефти в 1931 г.
12) *Г. С. Морозов*—Электрометрические работы на промысловых площадях Грознефти в 1932 г.
13) *А. М. Шайдеров*—Некоторые выводы из ознакомления с электрометрическими работами фирмы Шлюмберже во время командировки во Францию в 1932 г.

Fascicle IV contains the papers:

1) *S. Shangin* — Results and possibilities of prospecting for the contours of the oil pool and for deep horizons on the productive fields of Grozneft Trust.
2) *G. Makarenko*—To the tectonics of the New Grozny oil field.
3) *N. Donskov* — Results of prospect drilling in 1932 in the Old Grozny producing areas.
4) *N. Donskov* — To the program of prospect works in the Old Grozny producing fields.
5) *G. Maximovich* — Gushers from the Spaniodontella sandstones of the Old Grozny Field.
6) *A. Kojushko*—Revision of the prospect works of 1932 in the Artemovsk district.
7) *G. Maximovich*—The drill waters of the Voznesensk Oil Field.
8) *P. Brudnitski*—Prospect drilling in the producing fields of Grozneft Trust.
9) *M. Maximov*—Activity in 1932 of the Grozny Geologic-Technical Commission on the conservation of oil and gas deposits and the state of reserves in the Grozny and Daghestan fields.
10) *B. Shaiderov*—Review of the works of the Grozny Committee of secondary methods of developing oil deposits.
11) *A. Shaiderov*—On the results of electrical surveiging carried out in 1931 on the producing fields of Grozneft Trust.
12) *G. Morozov* — Electrometric works of 1932 in the producing fields of Grozneft.
13) *A. Shaiderov*—Some conclusions from an inspection of the electrometric works executed by the firm Schlumberger during a stay in France.

I. ЭКСПЛОАТАЦИОННО-РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ НА ПРОМЫСЛОВЫХ ПЛОЩАДЯХ В 1931—32 Г.Г.

1. EXPLOITATION AND TEST DRILLING IN THE PRODUCTIVE FIELDS IN 1931 — 1932.

С. Н. Шаньгин.

1. РЕЗУЛЬТАТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВЕДКИ КОНТУРОВ НЕФТЕНОСНОСТИ И ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ НА ЭКСПЛОАТАЦИОННЫХ ПЛОЩАДЯХ ГРОЗНЕФТИ.

(Доклад на пленуме первой конференции).

Результаты разведки 1931 г. и план разведочно-эксплоатационного бурения на 1932 г. по основным районам треста Грознефть удобнее рассматривать по каждому месторождению отдельно, чтобы первоначально выяснить необходимость тех или иных работ по районам для их нормального развития, в зависимости от их геологических особенностей, учитывая данные и предположения районных геологов.

Затем, при суммировании необходимого количества скважин и проходки, удобнее будет рассмотреть предлагаемые цифры метража с точки зрения этого нормального развития и рациональной эксплоатации месторождений.

Вознесенский район расположен в западной части Терского хребта, в расстоянии около 80 *км* от Грозного, занимая в длину свыше 10 *км* от г. Токарева до разведочного участка Бековичи, включая Чеченскую балку.

Складка разорвана с надвиганием южного крыла на северное, причем последнее эксплоатируется скважинами, дающими нефть из спаниодонтелловых слоев.

Строение указано на карте геологов *Хуциева* и *Петрова*, под редакцией *К. А. Прокопова* (*254*).

Эксплоатируются пласты: I, III, IV, V, VII, X и XII, причем они имеют неравномерную насыщенность и узкие контуры нефтеносности.

Эксплоатационно-разведочное бурение в 1931 г. велось в 8 скважинах (см. табл. 1 на стр. 4).

Всего за 1931 г. пройдено в Вознесенском районе 4 025 *м*.

Первоначально программа предусматривала общую проходку 3 650 *м* разведочно-эксплоатационного бурения в 7 скважинах. Затем район решил ввести восьмую скважину—№ 90, которая должна разведать верхние пласты I—V, проследив контур их нефтеносности по падению пластов на западе, для освещения недавно присоединенной к Вознесенскому району части разведочного района

Таблица 1.

Состояние эксплоатационно-разведочного бурения в Вознесенском районе в 1931 г.

№№ скв.	Проект. глуб., *м*	Глуб. к нач. года, *м*	Прох. за год, *м*	Проект. пласт	Способ бурения	Когда закан. бурение	Цель бурения	Примечание
16	520	465	55	V	Ударн.	Зак.	Разв. V—20 пл.	Углубл. с глубины 465 *м*
42	1 155	935	—	Структ.	Вращ.	Зак.	Разв. спир. слоев. Установл. плоск. II переброса	По техн. прич. с глубины 935 *м*, углубл. не подлежит
55	1 400	0	1 400	Майк.	Вращ.	Зак.	Разв. верхн. части майк. свит.	
62	640	0	640	XII	Комб.	Зак.	Разв. XII пл.	Согл. прогр. прох. за год 600 *м*. перех.
80	580	0	580	X—XII	Ударн.	Зак.	Разв. X—XII пл.	Согл. прогр. пройдено за год 400 *м*, переход. на 1932 г.
81	460	0	460	X—XII	Ударн.	Зак.	„	Согл. прогр. прох. за год 425 *м*, переход на 1932 г.
83	1 800	505	515	Майк.	Вращ.	Перех. на 1932 г.	Разв. верхней части майк. свиты	Углубл. с глубины 505 *м*
90	500	0	375	I—V	Ударн.	Перех. на 1932 г.	Оконтур. I—V пл. в зап. части района	Вводится в работу вне прогр. задания

Бековичей. Скважина эта должна перейти бурением на 1932 г., как и скв. № 83 (бывшая разведочная Бековичи № 3), идущая на разведку майкопских отложений. Остальные 6 скважин должны быть закончены в 1931 г.

До сего времени пока еще ни одна из скважин своего назначения не выполнила, причем следует отметить скв. № 42, которая проектировалась до глубины 1155 *м* и остановлена при перебуривании на 935 *м* по техническим причинам. Она должна была выяснить структуру восточной части складки, где скв. № 37 обнаружила 4 смещения.

От скважин эксплоатационного бурения частично получены некоторые данные о контурах и нефтеносности отдельных пластов, по следующим скважинам.

№№ скв.	Проект. пласт	Остановлены на пласте	Полученные результаты
56	XII	X	X пласт оказался продуктивным, давшим столб нефти 166 *м*.
64	III—V	VII	То же самое—62 *м*.
65	X—V	VII	В пройденных пластах промышленной нефти не оказалось.
66	XII	X	VIII пласт дал столб нефти 17 *м*, а X—145 *м*, скважина остановлена на X пласте.
67	I—II	V	Пласты I, II, III и IV не давали рентабельной добычи.
75	I—II	VI	Пласты не дали промышленной добычи.

Кроме того следует отметить, что в скв. № 55—XVI пласт, а в скв. № 83—XIV были, при проходке их, выражены нефтяными песками. Пески эти не испытывались, но заслуживают внимания для разведки специальными скважинами или теми же скважинами (№№ 55 и 83), по окончании ими своих задач, если представится к тому техническая возможность.

Из указанных данных и принимая во внимание ранее пробуренные и эксплоатируемые скважины, необходимо сделать следующие выводы:

1) Контур нефтеносности I—II пласта на западе района следует изогипсе кровли I спаниодонтеллового песчаника по пластовой карте геологов *Хуциева* и *Петрова*, примерно +120 *м* над уровнем моря. Это будет южная граница нефтеносности. На севере оконтуривание еще не произведено, и предположительно границей нефтеносности принимается горизонталь +40 *м*. На запад эта контурная полоса тоже еще не замкнута и требует разведки.

Мощность I—II пласта на западе района колеблется весьма значительно—от 0,70 *м* (в скв. № 75) до 72 *м* (в скв. № 79). Столб нефти пласт дает около +145 *м* над уровнем моря.

2) III—IV пласты на западе слабо насыщены и их контур лежит приблизительно между горизонталями +100 и +150 *м*. Мощность песков от 3 до 9 *м*, а уровень нефти + 125 *м* над уровнем моря.

3) Нефтеносность III—IV пластов в центральной части района, по данным скв. №№ 64 и 65, не заходит восточнее скв. № 64, и контур нефтеносности лежит примерно между изогипсами +90 и + 170 *м*, откуда видно, что резкого сужения контура в западном направлении; как это предполагалось раньше, нет.

Уровень нефти в скважинах около +140 *м* над уровнем моря.

4) V пласт в западной части района имеет северную границу контура, общую с пластом I—II, а в центральной с III и IV. Южная же граница контура V пласта на западе идет по горизонтам +170 *м*, а в центральной части переходит на изогипсу +230 *м*. На востоке района контур V пласта расплывчатый; пласт здесь имеет слабо насыщенные и иногда промытые пески.

5) Скв. №№ 64 и 65 дали указание на контур нефтеносности VII пласта, так как в первой он оказался нефтеносным, а в последней—водоносным. Так как скв. № 37 при проходке тоже обнаружила в VII пласте нефтяной песок, его контур можно предполагать приблизительно заключенным между изогипсами +250 *м* и + 290 *м*.

Мощность песка до 7 *м*, уровень нефти около + 140 *м* над уровнем моря.

6) Интересные результаты получены в скв. № 66, которая обнаружила нефть в VIII пласте, имевшем мощность 11 *м* и давшем столб нефти +240 *м* над уровнем моря. Нефть оказалась лишь в подошве пласта, кровля притоков не обнаружила. Поэтому следует заключить, что скважина попала на южную границу контура VIII пласта.

Так как лежащие ниже по падению скв. №№ 6 и 56 не дали с VIII пласта нефти, то нефтеносность пласта следует испытывать в восточном направлении.

7) Лучшие данные получены при опробовании X пласта в скв. №№ 56 и 66, где получены притоки нефти с уровнем выше + 320 *м* над уровнем моря.

Сопоставляя эти данные с результатами, ранее полученными на западе в скв. №№ 57 и 84, можно предполагать, что X пласт имеет контур, узкой полосой (100—150 *м*) протянувшийся почти через весь район, длиной до 8 *км*. Это позволяет, по предложению районного геолога *А. Н. Кожушко*, считать для него запасы около 205 000 *т*, против 60 000 *т*, подсчитанных ранее.

8) Нахождение нефтяных песков в XIV (спириалисовом) пласте скв. № 83 и XVI—№ 55, в связи с полученными ранее данными о водоносности этих пластов, опробованных в более северных скважинах, заставляет предполагать о некотором контуре нефтеносности для этих пластов. Контуры более нижних пластов, как это видно по данным разведки, отступают к югу. Поэтому нефтеносность спириалисовых пластов следует разведать между линией скв. №№ 83—85 и поверхностью надвига.

Согласно всем указанным данным следует признать предложенный районным геологом план разведочно-эксплоатационного бурения 1932 г. вполне рациональным и отвечающим естественному дальнейшему развитию Вознесенского района. Предположены работы по 16 скважинам, сведенным в табл. 2, с общей проходкой в 7 190 *м* (см. табл. 2 на стр. 7).

Проходка на 1932 г. запроектирована в 7 190 *м*.

Как видно из табл. 2, 8 скважин должно быть нулевых, 2 переходящих с 1931 г. и 6 углубляющихся, причем разведка ведется в четырех направлениях.

1) Оконтуривание и разведка верхних, спаниодонтелловых пластов, преимущественно I—V и X—XII, в 11 скважинах, что позволит в дальнейшем развернуть эксплоатационное бурение на эти пласты по всему протяжению района.

Таблица 2.

Проектируемое разведочно-эксплоатационное бурение на 1932 г.

№№ скв.	Проект. глуб., м	Глуб. к нач. года, м	Проход. за год, м	Проект. пласт	Способ бурен.	Когда заканчив. бурение	Цель бурения
19	430	400	30	V—20	Ударн.	Заканчив. в 1932 г.	Оконтур. V - в пл. в восточн. части района.
26	1 300	747	470	Структ.	Вращ.	Переход. на 1933 г.	Установление плоскости II переброса.
30	479	419	60	V—20	Ударн.	Заканчив. в 1932 г.	Разведка V пл. в средней части района.
82	470	420	50	III—V	„	„	Оконтуривание III пласта; разведка V-в пл.
54	1 900	400	765	Майк.	Вращ.	Переход. на 1933 г.	Разведка верх. части майкопской свиты.
58	1 200	524	480	Структ.	„	„	Установление плоскости II переброса.
59	580	0	580	X	„	Заканчив. в 1932 г.	Разведка X пл. в средней части района.
82	590	0	590	X-XII	„	„	Разведка X—XII пл. в зап. части района.
83	1 800	1 150	650	Майк.	„	„	Разведка верхней части майкопской свиты.
85	620	0	620	X—XII	„	„	Оконтуривание X—XII пл. в западной части района.
86	580	0	580	I—V	Ударн.	„	Разведка I—V пл. в западной части района.
87	590	0	590	XII	Вращ.	„	Оконтуривание XII пласта в восточной части района.
88	520	0	520	VIII-XII	„	„	Разведка VIII—XII пл. в восточной части района.
89	550	0	550	XVI	Ударн.	„	Разведка южной Вознесенской складки.
90	500	375	125	I—V	„	„	Оконтуривание I — V пл. в западной части района.
97	530	0	530	I—V	„	„	Оконтуривание I—V пл. в западной части района.

2) Разведка майкопской свиты—2 скважины. Эти же скважины дадут представление о спириалисовых песчаниках.

3) Разведка южной Вознесенской складки, где старыми скважинами были получены некоторые признаки нефтеносности.

4) Выяснение тектоники восточной части складки, где скв. № 37 было обнаружено четыре смещения. Возможно, что там

2 проектные скважины смогут достаточно осветить условия сохранения нефти в зажатых между смещениями песчаниках.

Разведка майкопской свиты выполняется в 1931 г. скв. № 55, в которой спириалисовые слои северного крыла вскрыты на глубине 524 *м*. При мощности спириалисов 550 — 600 *м*, майкопские слои будут встречены скважиной на 1070 — 1120 *м*, и до нижнего майкопа скважина при ее слабом техническом оборудовании не дойдет. Однако, проходка по майкопу в 250—300 *м* еще в 1931 г. позволит в следующем рассчитывать добраться до его низов в скв. № 83 на западе и заложить скв. № 54 на востоке, что осветит майкопскую свиту на протяжении всего района и позволит определить ценность района и на будущее.

Указанный план разведки должен обеспечить для Вознесенского района нормальное положение с подготовкой его нефтяных фондов и вывести район из перманентного состояния консервации, позволяя наметить в плановом порядке рациональную систему его разработки.

Попутно следует отметить, что в разведочно-эксплоатационных скважинах нужно отбирать сплошные колонки проходимых песков, чтобы иметь материал для суждения об абсолютном количестве нефти в них и о физических свойствах песков, для возможности применения в будущем новейших методов эксплоатации (способ Мариэтта, флюдинг, шахтная разработка).

Старо-Грозненский район имел программу разведочно-эксплоатационного бурения в размере проходки 12 000 *м* в 1931 г., причем разведкой предполагалось осветить нефтеносность XIV и XVI пластов Соленой балки 2 скважинами, выяснить южный контур нефтеносности XIV пласта 4 скважинами, оконтурить XVI пласт в центре и на востоке 2 скважинами, разведать майкопскую свиту на протяжении всего района 5 скважинами и осветить тектонику (поднадвиговое северное крыло) и нефтеносность северного крыла в 3 скважинах.

Указанные 16 скважин, с их проектными глубинами и заданиями, приведены в табл. 3.

В скв. №№ 9/128, 6/113, 303/51, 55/137 и 50/0 работы еще не начаты.

В скв. № 216/51, прошедшей в северном крыле под поверхностью надвига I, II и III спаниодонтелловые песчаники, со следами насыщения нефтью (окрашивание бензиновой вытяжки, газированный раствор), работы по техническим причинам прекращены на глубине 1460,5 *м*.

Скв. № 49/0 остановлена на глубине 1001 *м* для испытания XII пласта, который при его вскрытии проявил себя нефтеносным.

Скв. № 8/128, при глубине 1 110 *м* стоит в XI—XII пластах, так как нет колонны для обсадки скважины.

Скв. № 2/111 закончена бурением, дав с XIV пласта 5 *т* суточной добычи.

Скв. № 4/420 также закончена, дав с XVI пласта $1^1/_2$ *т* нефти и 1 *т* воды в сутки.

Таблица 3.

Разведочное бурение в Старо-Грозненском районе 1931 г.

№№ скв./уч.	Проект		Категории работ	Обоснование разведки
	Пласт	Глубина, м		
49/ 0	XVI	1 150	Бурение с нуля	Выяснение нефтеносности XVI пл. Соленой балки.
8/128	XIV	1 200	Бурение с нуля	Выяснен. южного контура нефтеносности XIV пл. в центр. части района.
9/128	XVI	1 080	Бурение с нуля	Выяснен. южного контура нефтеносности XVI пл. в восточной части района.
6/113	XIV	1 110	Бурение с нуля	Выяснен. южного контура нефтеносности XVI пл. в восточной части района.
5/ 79	Майк.	2 400	Бурение с нуля	Выяснение наличия и нефтеносн. майкопской свиты в западной части района.
4/ 66	Майк.	2 150	Углубл. в 1931 г.	Т о ж е.
16/ 26	Майк.	2 400	Углубл. в 1931 г.	То же в восточной части района.
4/ 14	Майк.	2 400	Углубл. в 1931 г.	Выяснение наличия и нефтеносн. майкопской свиты в восточной части района.
303/ 51	Тектоника сев. крыла	1 200	Углубл. в 1931 г.	Углубление еще не начато, выяснение тектоники сев. крыла в центр. части района.
7/ 30	Майк.	2 400	Бурение с нуля, переход	Выяснение наличия и нефтеносности майкопской свиты в центр. части района
216/ 51	Тектоника	1 230	Углубл. переход.	Разведка тектоники сев. крыла центр. части района.
2/111	XIV	1 110	Бурение переход.	Выяснение южного контура нефтеносности XIV пл.
4/420	XVI	1 060	Бурение переход.	Выяснение нефтеносности XVI пл. в восточной части района.
2/126	XIV	1 390	Бурение переход.	Выяснение южного контура нефтеносности XVI пл.
55/137	Поднадвиг.	1 850	Углубл. переход.	Углубление еще не начато, выяснение наличия и нефтеносности верхних пластов спаниодонтелловой толщи поднадвиговой части.
50/ 0	XVI	1 125	Бурение с нуля.	Скв. дополнительная в 1931 г. Выяснение нефтеносности XVI пл. в купольной части Соленой балки.

Скв. № 2/126 вскрыла XIV пласт разведочно и в ближайшее время будет закончена.

Остальные скважины в настоящее время находятся в работе.

Таким образом, из 16 программных скважин до проектных глубин и пласта дошли только 3, причем полученные в них результаты нельзя признать для района утешительными.

По этим результатам следует заключить, что будущее района зависит от успеха разведки майкопской свиты или запечатанных надвигом спаниодонтелловых и спириалисовых песчаников северного крыла складки, вскрытых пока весьма немногими скважинами и почти неиспытанных.

В майкопских разведочных скважинах получены в 1931 г. следующие данные.

Углубляющаяся скв. № 16/26 на 1260 *м* из спириалисовых слоев южного крыла вошла в крутопоставленные криптомактровые слои северного крыла под надвигом, прошла по ним 200 *м*, а затем 200 *м* проходит по стоящим на головах слоям нижнего сармата. Так как без обсадки трубами скважина итти дальше не может, а колонн сейчас нехватает и геологические условия скважины из всех, ведущихся на майкоп, наихудшие, скважина бурением останавливается, имея глубину 1 627 *м*.

Скв. № 4/14, углубляющаяся, имеет забой на 1 451 *м*, причем по изменению углов падения с пологих на крутые ее можно считать прошедшей надвиговое смещение на глубине около 1 450 *м*.

В скважине—обвалы, которые будут перекрыты колонной.

Так как скважина, повидимому, находится около XII—XIII пластов северного крыла, в ней интересно будет проследить насыщение нижних спириалисовых песков под надвигом, и есть надежда дойти до майкопа—тоже под надвигом.

Скв. № 7/30 нулевого бурения находится в аналогичных условиях—она прошла надвиг на глубине 1253 *м* и вошла в спириалисовые слои северного крыла. Глубина сейчас 1 401 *м*.

Более интересными являются скв. №№ 4/66 и 5/79. Первая из них, углубляющаяся на глубине 1168,5 *м*, вскрыла верхнемайкопские глины, но проходка по ним все время сильно затрудняется обвалами. Скважина имеет глубину 1 218 *м*.

Вторая скважина, № 5/79, нулевого бурения, на-днях с глубины 1 111 *м* тоже вошла в верхнемайкопские глины. Если бурение в ней пойдет удачно дальше (так как ее собираются обсадить трубами), то на глубине 1 600—1 700 *м* скважина должна вскрыть нижний майкоп, ибо по данным предыдущих скважин можно предполагать о затухании надвига, или о выходе его из района к северо-западу.

Согласно этому положению, западная половина района является наиболее доступной и интересной для разведки низов майкопской свиты.

Поэтому для разведки 1932 г. следует рекомендовать заложение профиля скважин на майкопскую свиту в западной части района: №№ 3/98, 3/99 и 2/117.

Кроме того, для профиля к скв. № 5/79 необходимо заложить скв. № 4/127. Эта последняя, будучи значительно удалена на юг, вскроет нижний майкоп или близко под поверхностью надвига или даже в нормальном залегании, если надвиг уйдет здесь ниже майкопа, так как смещение падает почти вдвое круче, чем южное крыло.

Проектные глубины всех 5 скважин следует считать около 2 500 *м*, что дает проходку при скорости 200 *м* на месяце-станок 12 000 *м*.

Кроме того, для разведки спаниодонтелловых и спириалисовых песчаников северного крыла, запечатанных надвигом, следует заложить в центральной части района два профиля по две скважины, глубиной до 1 500 *м*, что потребует еще 6 000 *м* проходки и позволит осветить, хотя бы по некоторым пластам, известную нефтеносную площадь.

Задача этой разведки—найти под надвигом достаточно полого падающее крыло. До сего времени скважины (№№ 303/51, 216/51) входили в северное крыло при крутых углах—до 80°, что, конечно, не дает возможности говорить о какой-либо площади для бурения. Между тем есть основание предполагать, что на известной глубине северное крыло под надвигом должно выполаживаться.

Затем совершенно необходимо отметить еще объект разведки—скважины для определения насыщения песков нефтью и изучения физических свойств этих песков, на предмет разрешения вопросов об искусственном увеличении отдачи новейшими методами эксплоатации.

В самом деле, Старо-Грозненский район заслуживает в этом отношении самого серьезного внимания. Добыча, полученная из недр района с самого начала его эксплоатации (1893 г.) и до 1/IX 1931 г., равна, кругло, 27,5 млн. *т*. Остаток, по подсчетам геолога *М. В. Максимова*, составляет одну десятую этой цифры. Его цифра предусматривает добычу, доступную обычным методам эксплоатации, основанным на естественных условиях отдачи пласта.

Если возьмем пример Ново-Грозненского района, где отдача неизмеримо больше в силу особых (но все же природных) условий, то увидим, что в этом районе с начала его эксплоатации (1913 г.) и до 1/IX 1931 г. тоже добыто 27,5 млн. *т* нефти; исчисленный геологами остаток составляет не меньшую цифру.

Таким образом, если принять во внимание, что Старо-Грозненский район в четыре раза по площади больше Ново-Грозненского, а количество пластов в эксплоатации у них одно и то же (по 22 пласта), то в Старо-Грозненском районе должно содержаться нефти 200 млн. *т*. Беря поправку в 30% для Старого района на меньшую песчанистость пластов против Нового, получим весьма внушительную цифру, близкую к той, которую принимает инженер *А. А. Клушин* при его расчетах на предмет шахтной разработки.

Отсюда следует, что задача разведки пластов Старо-Грозненского района скважинами, которые взяли бы сплошную колонну всех песков, чрезвычайно актуальна. Убедившись в наличии определенного количества остаточной нефти в „истощенных“ обычными

методами эксплоатации песках, ознакомившись с *пористостью* и *проницаемостью* этих песков, можно будет сделать *инженерный* расчет необходимого добавочного давления воздуха, газа или воды для увеличения отдачи этих песков, ставя себе целью довести отдачу до размеров отдачи пластов Ново-Грозненского района.

Следует отметить, что ведущаяся сейчас эксплоатация в Старо-Грозненском районе на VI пласте по способу Мариэтта ведется вслепую. Какими данными обусловлено сейчас там расстояние между нагнетаемыми и эксплоатируемыми скважинами? На каком основании держится имеющееся давление? Данных этих нет и не может быть, пока не будут получены нужные для расчета цифры, полученные путем изучения взятых скважинами сплошных колонок.

Я полагаю, что достаточно будет для получения этих средних данных пробурить по простиранию района 10 скважин, средней глубиной 1 000 *м*. Это составит 10 000 *м* проходки, причем она не будет дорогой, так как ее можно вести быстро, малым диаметром и без труб. Каждая скважина отберет песков около 300 *м*, что составит 3 000 *м* колонок для обработки. При обработке 10 *м* в день, если создать установки в виде батарей (как это делается в Америке), можно за год обработать весь нужный материал, причем уже в процессе обработки по отдельным пластам и участкам можно приступить к разрешению отдельных установок.

Суммируя всю проходку Старо-Грозненского района разведочно-эксплоатационного бурения и принимая переходящее в сумме 3 000 *м*, получим всего на 1932 г.—31 000 *м*.

Ново-Грозненский район является главнейшим районом Грознефти, дающим тресту более 90% его добычи нефти. От состояния этого района зависит и работа нефтеперегонных заводов, снабжающих государство весьма ощутительным в его бюджете количеством продуктов переработки.

Между тем, имеющиеся прорывы в добыче этого района в значительной степени зависят от ставшего хроническим запаздывания разведочных скважин.

Основными пластами, подлежащими разведке в Ново-Грозненском районе, являются в порядке важности пласты XXI, XXII, майкоп, XIX и XX.

	Число скважин	
	Прогр.	Фактич.
XXI пласт	18	4
XXII пласт	4	1
Майкоп	1	0
XIX пласт	2	0
XX пласт	—	—
Всего	25	5

В числе 18 скважин XXI пласта по программе вошли 4 скважины эксплоатационного бурения, фактически же их можно отнести к разведочно-эксплоатационному бурению, а именно: №№ 17/19, 7/22, 10/24 и 7/29.

Главное невыполнение по разведочно-эксплоатационному бурению идет за счет XXI пласта. Кратко остановимся на причинах невыхода скважин из бурения. Скв. №№ 2/4, 7/10, 21/18, 53/20, 1/22-а и 8/24 ликвидированы из-за аварий, происшедших на этих скважинах. Скв. №№ 24/8, 3/9, 17/19 и 10/24 остановлены на XVI пласте, тоже либо из-за аварий, либо из-за кривизны (скв. № 24/8). В скв. № 3/9 отобранными колонками было выявлено плохое насыщение, и, главное, петрографический состав пласта дал отрицательные указания (пласт глинистый, мелкозернистый и масса тонких прослоев глины). Скв. №№ 10/26, 7/28 и 7/29 находятся до сих пор еще в бурении по причине имеющихся в них аварий (№№ 10/26 и 7/28).

Закончены по XXI пласту следующие скважины: №№ 8/10, 33/14, 13/16 и 6/28, сюда же можно отнести и скв. № 8/28, в таблицу 1 не включенную как запоздавшую с 1930 г.

Результаты, которые дали эти 5 скважин, следующие: на западном куполе обе скважины дали фонтанные выбросы, после чего упавший уровень в них вынудил эксплоатировать насосом. В межкуполовой части складки скв. № 13/16 дала те же результаты. Если принять во внимание прекращение слабого фонтана скв. № 21/8 (начальная суточная добыча 70 *т*), то можно сказать, что весь западный купол, за исключением района скв. № 2/5, с XXI пласта дает механизированную добычу включительно по 16-й участок. Скв. №№ 8/28 и 6/28 показали высокую насыщенность пачки XIX—XX и XXI пластов, откуда были получены фонтаны от 1 000 до 2 010 *т* в сутки. Ряд скважин, пробуренных ниже XXI пласта,— №№ 55/11, 32/13, 41/11, 37/17 и 4/26, по данным кароттажа указал на слабое развитие XXI пласта на западном куполе (с 8-го до 17-го участка) и хорошее развитие с богатой насыщенностью на погружении восточного купола (с 25-го по 32-й участок включительно).

Необходимо отметить, что в скв. № 55/11 по данным кароттажа имеется песчаник (XX пласт) с высокой насыщенностью, вероятно с фонтанными проявлениями, мощностью 12 *м*. Район же с 20-го по 23-й участок, вследствие отсутствия законченных скважин, совершенно не освещен.

По XXII пласту закончена скв. № 37/17, давшая фонтан с дебитом до 575 *т*. Вода, появившаяся через несколько дней эксплоатации, указала на близость контура нефтеносности: таким образом перспектив развития бурения на XXII пласт пока нет, хотя скв. №№ 55/11 и 32/13 при прохождении XXII пласта показали, что мощность пласта в первой равна 160 *м* при угле 55°, песчаник еще не окончился, и в скв. № 32/13—130 *м* при угле в 40°, песчаник окончился, но утверждать, что в этих скважинах нормально залегает XXII пласт еще нет достаточных данных, и соответствующие показания в переводе на нормальные мощности в 105 *м* и 95 *м* еще не дают основания говорить о богатстве XXII пласта, хотя намеченное разведочно-эксплоатационное бурение можно продолжать для окончательного выяснения контура, характера насыщенности и режима нефтеносности.

По майкопу пока не получено никаких данных, и говорить о результатах разведочно-эксплоатационного бурения пока преждевременно. Но здесь нужно отметить, что скв. №№ 55/11 и 32/13 находятся в лучших стратиграфических условиях, в одной—XXII пласт, в другой—XXIII или XXIV. Что же касается тектонических условий, то они оказались хуже, чем можно было предполагать—наблюдаются масса сбросовых трещин, плоскости скольжения и крутое падение 45—55°. Отсюда нужно сделать вывод, что бурение на майкоп, кроме осевой полосы, нужно вести и на крыльях, а поэтому в первую очередь нужно повести на майкоп скв. № 5/22 с предварительным испытанием XXII пласта.

По XIX и XX пластам новых данных разведочно-эксплоатационным бурением получено не было. Результаты кароттажа указывают на отсутствие мощного фонтанного пласта, а то, что там имеется механизированная добыча, мы об этом знаем по результатам эксплоатации скв. №№ 28/14 и 7/21.

Необходимо отметить важные результаты разведочно-эксплоатационного бурения в скв. № 32/13, которая после мощного 130-*м* песчаника и глин мощностью 49 *м* встретила нефтяной песок, который при вскрытии проявил себя выделением газа и слабым (до 1 *м*) фонтанированием глинистого раствора. Мощность пока равна 9 *м*, от 1 101 до 1 110 *м*; условно пласт можно отнести пока к XXIII пласту, угол падения пород в XXIII пласте—40°.

По этим данным следует, что хорошие фонтанные участки XXI пласта, где он слит с XIX—XX, расположены на востоке района, на неполных участках 26, 28, 29, 31 и 32 и отчасти на участках 5 и 8 на западе. На участках же 8, 10, 14 и 13 скважины с него дали механизированную добычу порядка 30—60 *т*. На остальных участках—11, 12, 17, 18, 19, 20, 22, 23, 24, 25 и частью 26—мы в редких скважинах можем судить о пласте лишь по данным кароттажа. Кароттаж не дает оснований ожидать от XXI пласта большой продуктивности: здесь он отделен от XIX и XX большими прослоями глин, и вся пачка этих пластов имеет меньше песков, чем глинистых прослоев.

Поэтому уже для 1932 г. вместо равномерного бурения эксплоатационных скважин мы вынуждены будем располагать их на лучших участках, чтобы иметь возможность выполнить программу добычи.

При этом, так как участки будут переуплотнены скважинами, эти последние будут давать большое снижение добычи, что поставит район (а следовательно и трест) перед необходимостью бурить в 1933 г. больше 300 000 *м* на XXI пласт по участкам с механизированной добычей, так как придется иметь задание—получить более 5 млн. *т* из новых скважин. Расчет этот мною произведен в докладной записке от 5/X 1931 г. (№ 1146) по вопросу о варианте Союзнефти на 185 000 *м* проходки по тресту, при добыче в 9 350 000 *т* для 1932 г.

Отсюда совершенно ясно, насколько важно в 1932 г. разведать в районе все, что можно, для изыскания пластов и участков наиболее рентабельного бурения.

Допустим, что часть бурящихся теперь скважин XXI и XXII пластов дает возможность в будущем году получить часть необходимых данных. Вышеуказанные предварительные результаты разведки оказываются неблагоприятными. Нужно в районе найти новые свежие пласты, которые поддержали бы его добычу.

Остается надежда, что XXII пласт окажется более широким по контуру, чем можно сейчас предположить. Надо его оконтурить сразу по нескольким профилям. Возможность наличия пластов XXIII и XXIV должна быть учтена разведкой и тоже несколькими профилями.

Наконец, надежды на майкопскую свиту надо также обеспечить профилями—и такая система разведки важна особенно для майкопской свиты, поскольку есть основания предполагать для нее несколько иную тектонику.

Исходя из этих соображений, следует предложить для имеющихся переходящих 5 майкопских скважин дополнительно по 2, для получения 5 профилей, что составит 10 новых скважин на майкоп, с общей проходкой 20 000 *м* в 1932 г.

Для XXII и нижних спириалисовых пластов предлагается заложить: один профиль из 3 скважин на западном куполе, один—между куполами и два—на восточном. Используя для каждого осевую скважину—одну для проектных, имеющихся по XXII пласту, получим еще 8 необходимых разведочно-эксплоатационных скважин, с проходкой 10 000 *м*. Из переходящих скважин разведочно-эксплоатационного бурения, судя по состоянию бурения в районе, сейчас мы получим еще около 12 000 *м* проходки. В сумме потребность метража составит 42 000 *м*.

Из числа этих скважин следует наметить 5 скважин для отбора сплошной колонкой всех пройденных песчаников, чтобы решить вопросы (попутно) насыщенности песков и их физических свойств, для выяснения возможности дополнительной добычи.

Суммируя по всем районам, получим проходку:

Вознесенский район	7 000 *м*
Старо-Грозненский район	31 000 „
Ново-Грозненский район	42 000 „
	80 000 *м*

Между тем, последние цифры Союзнефти предлагают уложиться в общую сумму проходки по тресту в 45 000 *м* разведочно-эксплоатационного бурения. Без Беноя останется всего 37 000 *м*.

Для Вознесенского района тогда придется оставить лишь переходящее бурение, около 1 500 *м*, по Старому району около 7 000 *м* и по Новому—28 000 *м*.

S. Shangin.

RESULTS AND POSSIBILITIES OF PROSPECTING FOR THE CONTOURS OF THE OIL POOL AND FOR DEEP HORIZONS ON THE PRODUCTIVE FIELDS OF GROZNEFT TRUST.

(*Report held at the Plenary Meeting of the Conference*).

Summary.

In Voznessensk district none of the eight producing and prospect wells did reach the projected horizon by the close of the third quarter of 1931. It is supposed that 4 of them will be completed by the close of the year and the other four,—continued in 1932. Prospecting is here made for the contours of the pay seams, the structure of the eastern part of the fold and for the Maikop series in the central and western parts of the region.

During the year some of the producing wells recorded data of a prospecting character, relating to the occurrence of oil in seams I—V and X—XII.

The problems of exploitation and prospect boring for 1932 are as follows:

1) Contouring and prospecting of seams I—V and X—XII.

2) Prospecting of the Maikop series.

3) Prospecting ot the southern Voznessensk anticline.

4) Structure drilling in the eastern part of the district.

In the Old Grozny district the two eastern wells sunk for the Maikop series, also the central № 7/90 well, penetrated the underthrusted limb of the fold.

Two wells lying farther westwards penetrate the Upper Maikop clays. According to the data obtained: 1) The western part of the district is comparatively more interesting as regards prospecting for the Maikop series. 2) In the eastern half of the district, and on the northern limb of the fold the problems of prospecting should consist in searching for oil in the underthrusted *Spaniodontella* and *Spirialis* beds also in finding gentler dips of strata underneath the thrust. 3) Viewing the insignificant yield of the pay seams, as compared with the New Grozny District, and the great amount of residual oil left in them supposed to be the quadruple of that thus far extracted from the wells, it is quite indispensable to sink no less than 10 wells for obtaining from them a continuous series of core samples of all the sands throughout the district. These rocks are to be tested for the oil contents in the sands in order to solve the question of extracting the residual oil by secondary methods.

In the New Grozny District the producing wells should be concentrated within a relatively small area, at the eastern and western closures of the fold, where certain lots have shown to be most profitable with respect to seam XXI.

Our knowledge of the XXI seam is still insufficient, there being no definite well records below it, due to the slow progress ot the drilling operations.

In 1932 it is quite indispensable to accomplish the following works throughout the entire district:

1) Bringing to an end the prospecting of seams XIX—XXII commenced in the preceeding year.

2) Driving 5 profiles for prospecting the Maikop beds, their tectonics and oil conditions.

3) Driving 4 profiles for prospecting the strata underlying seam XXII in the *Spirialis* beds.

II. НОВО-ГРОЗНЕНСКАЯ ПЛОЩАДЬ.

II. NEW GROSNY OIL FIELD.

Г. А. Макаренко

2. К ТЕКТОНИКЕ НОВО-ГРОЗНЕНСКОЙ ПРОМЫСЛОВОЙ ПЛОЩАДИ.

(Доклад на пленуме второй конференции).

Несмотря на то, что тектонике Ново-Грозненского нефтяного месторождения уделялось уже не мало внимания, время, истекшее с момента появления последней, наиболее обстоятельной работы *(252)*, принесло много добавочного ценного материала, частично подтвердившего ранее высказанные взгляды, частично совершенно нового, заставляющего еще раз вернуться к рассмотрению вопроса о строении района.

Материал этот, полученный в результате быстро развившегося в последнее время бурения, главным образом разведочного, на пласты ниже XVI, несмотря на свою безусловную ценность, в то же время не является исчерпывающим. Выясняя все большую осложненность складки нарушениями дизъюнктивного характера, глубокая разведка, в виду незначительности числа законченных скважин и недостаточности для полного представления о геологии района глубин, достигнутых бурением, не может считаться законченной.

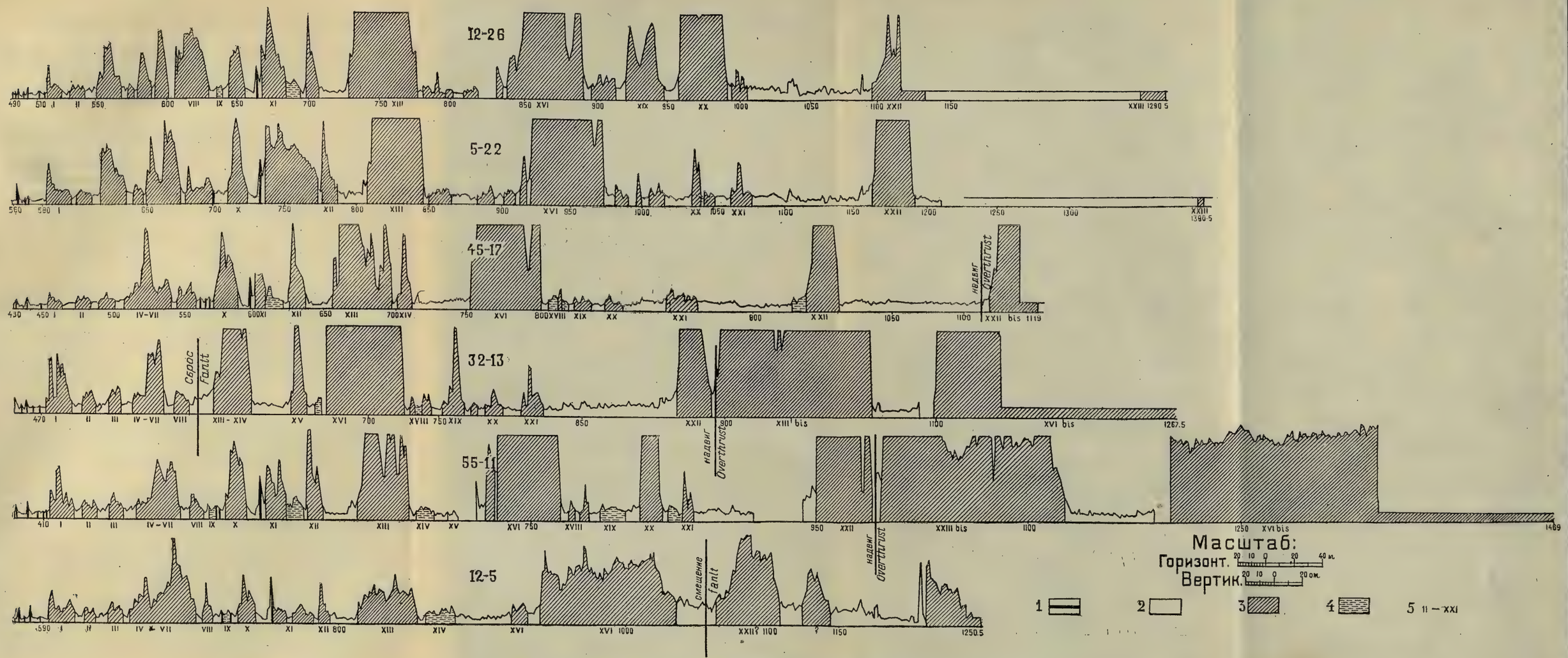
Собранный за последние два года материал, охватываемый настоящим докладом, не является полным и достаточным для окончательного суждения о тектонике района.

Приведение такого не вполне исчерпывающего материала в докладе на конференции оправдывается существующим состоянием района, когда вследствие значительной разбуренности пластов, до XVI включительно, дальнейшее развитие района всецело зависит от результатов глубокого бурения на низы спириалисовой и майкопскую свиты, а возможно и на более верхние стратиграфические горизонты, могущие в виду сложности тектоники, вновь встретиться на значительно бо̀льших глубинах. Поэтому все, хотя и не полные данные безусловно имеют определенную ценность, так как могут быть использованы при выборе основных направлений в дальнейшей глубокой разведке, вопрос о которой наиболее актуально стоит именно в настоящее время, когда, приступая к разбуриванию последних известных пластов (XIX—XXI спириалисовых), район, дабы не потерять приобретенного значения, должен в ближайшие один - два года подготовить к разработке новые, более глубокие горизонты.

6266

Необходимо отметить ту громадную услугу, которую принесло в деле выяснения отдельных деталей тектоники широкое применение во всех без исключения вращательных скважинах электрического кароттажа. Последний, с одной стороны, вследствие быстроты работы и простоты ее технического выполнения, а с другой—в виду вполне достаточной точности, достигаемой при выделении маркировочных горизонтов, а также легкости пользования электродиаграммами—в значительной мере заменил колонковое бурение. В отдельных же случаях, учитывая довольно большое литологическое сходство образцов некоторых горизонтов и иногда их палеонтологическое однообразие—кароттаж, показывая электрическую разницу этих горизонтов и тем самым определяя их действительное место в общем разрезе, имеет определенное преимущество перед колонкой. Учитывая масштаб буровых работ последних двух лет и одновременно острый недостаток в колонковых бурах (по крайней мере в Ново-Грозненском районе), следует признать, что большое число важных деталей строения промысловой площади без применения кароттажа было бы безусловно пропущено. Геологи Новых промыслов в разрезе месторождения выделяли в качестве маркировочных горизонтов криптомактровые и синдесмиевые слои сармата, кровлю спаниодонтелловых слоев, кровлю чокракско-спириалисовых слоев и XIII, XVI и XXII пласты—песчаники. С внедрением кароттажа можно считать, что почти все песчаники продуктивной толщи, будучи легко распознаваемы на электродиаграммах (см. фиг. 1), являются ориентировочными горизонтами. Легкость чтения диаграмм, при вполне достаточной точности в корреляции пластов, в значительной мере способствует правильности и быстроте различных построений, необходимых для изучения района.

Вторым по степени важности обстоятельством, послужившим той же цели правильного представления о тектонике, явилось производство массовых замеров искривления вращательных скважин. К настоящему моменту в районе, как правило, производятся через определенные интервалы замеры искривления всех без исключения скважин. В абсолютном большинстве случаев замеры ведутся прибором с плавиковой кислотой, дающим возможность определять только угол отклонения оси скважины без ориентировки направления этого отклонения относительно стран света. В отдельных же случаях, в наиболее интересных скважинах, главным образом разведочных, определяется и направление отклонения. Наилучшим способом замеров, дающим возможность ориентировать смещение оси скважины от вертикали, в условиях Ново-Грозненского района оказался электрический. Работа проводилась кароттажной партией. Проведенные замеры показали, что в большинстве скважин большая часть горизонтального смещения забоев направлена вверх по восстанию пластов, т. е. что забои вращательных скважин, вследствие искривления, стремятся приблизиться к оси складки. Явление это подтвердилось и косвенным путем из наблюдений за режимом эксплоатационных скважин и сокращения разрезов вращательных скважин. Горизонтальные смещения забоев достигали настольк



Фиг. 1. Сопоставление каротажных диаграмм глубоких скважин Ново-Грозненского района по кровле I пласта.
Correlation of carottage diagrams of deep wells of the New Grozny District on the base of seam I.
1 — мергель—Marl; *2* — глина—Clay; *3* — песчаник—Sandstone; *4* — глины с прослоями песчаника—Clay with sandstone interbeds; *5* — номенклатура песчаников—Nomenclature of the sandstones.

значительных величин (см. табл. 4), что пользование разрезами скважин без учета их могло привести к неправильным выводам. Изучение искривления дало возможность определить основные черты и детали тектоники. В частности, материалы по замерам

Таблица 4.

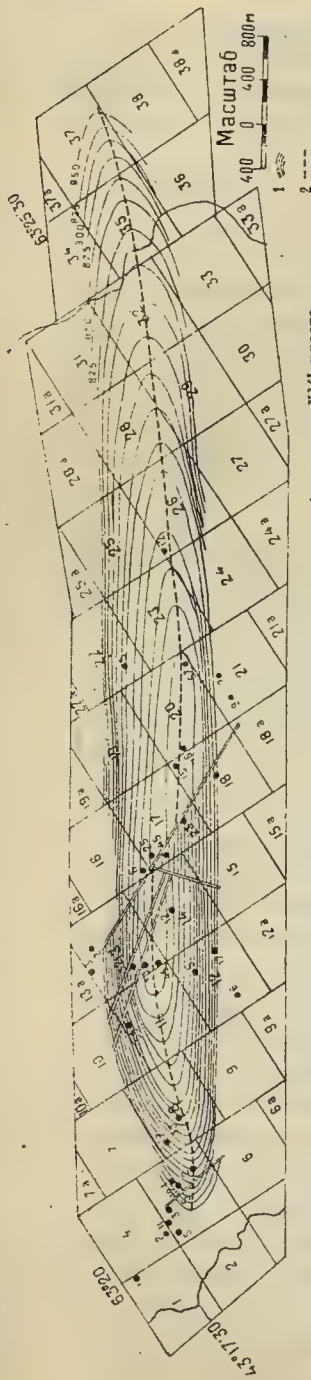
Сведения об искривлении некоторых скважин Ново-Грозненского района.

Скв., начатые бурением до 1931 г.					Скв., начатые бурением в 1931/32 г.				
№№ скв.	Глуб. замера, в м	Угол искривл.	Гориз. смещ. забоя, в м	Положение скв. по отношению к элемент. складки	№№ скв.	Глуб. замера, в м	Угол искривл.	Гориз. смещ. забоя, в м	Положение скв. по отношению к элемент. складки
2/7	866	36,5°	325,9	Сев. крыло	64/20	1 000	1,5°	34,06	У оси антиклин.
8/10	800	38°	237,64	„ „	12/26	1 293	2,5°	56,90	„ „ „
11/16	974	22°	259,56	„ „	11/5	1 100	17°	125,92	Зап. погружен.
2/4	1 092	42,5°	405,0	Зап. погруж.	12/5	1 200	15,5°	133,62	„ „
4/5	1 114	22,5°	292,17	„ „	45/17	900	3°	82,3	Присвод. часть
6/5	977	30°	303,69	Сев. крыло	19/26	800	3°	34,74	У оси антиклин.
3/9	850	23,5°	227,87	Южн. крыло	13/21	850	4,5°	40,95	Южн. крыло
8/21	947	16°	318,55	„ „	45/13	900	2,5°	29,36	У оси антиклин.
15/12	800	28°	217,14	„ „	16/26	900	3,5°	40,09	„ „ „
14/19	960	35°	364,90	Сев. крыло	43/13	1 000	2°	39,01	Сев. крыло

кривизны были полностью использованы при составлении карты тектонического рельефа кровли XVI пласта (*269*). Увязка разрезов, при различных построениях, вследствие достаточно правильного представления о направлении искривления, проходила более уверенно.

Основные черты тектоники района характеризуют его как брахиантиклинальную складку, вытянутую в направлении NW—SE, что было установлено еще более ранними работами. Тогда же было обнаружено, что западная половина брахиантиклинали обладает более сложным строением, чем сравнительно спокойная восточная.

Неоднократно указывалось (*203, 215, 252*) на ряд смещений, усложняющих тектонику центральной части. В работе *М. Г. Танасевича* и *Н. М. Карпенко* (*252*) фактическим материалом подтверждено наличие трех параллельных линий разрывов, тянущихся через участки 13, 14, 17—18 (по кровле XVI пласта), причем разрывы эти рассматриваются как сбросы. В этой же работе указывается на сброс, проходящий под углом к первым через 14—15-й участки, на смещение надвигового характера на западном окончании складки и на возможность надвига на южном крыле в восточной части и вообще о возможно надвиговом строении всей площади. Там же.



Фиг. 2. Ново-Грозненская промысловая площадь. Структурная карта тектонического рельефа кровли XVI пласта (Составили Н. Карпенко и Г. Макаренко).

New Grozny Field. Structure map of tectonic relief on the base of the roof of seam XVI (Composed by N. Karpenko and G. Makarenko). На плане нанесены только скважины, упоминаемые в тексте.

Plotted on the plan are exclusively those wells which are mentioned in the text.

1—Изогипсы кровли XVI пласта через 25 *м*—Contour of the roof of seam XVI at intervals of 25 m; *2*—Ось антиклинали в кровле XVI пласта—Anticlinal axis in the roof of seam XVI; *3*—Скважины и их нумера—Wells and their №№; *4*—Разрывы—Disruptions.

как и в ранних работах, принимается, что складка имеет два купола—западный и восточный, с седловиной между ними. Кроме того авторами считалось, что конфигурация изогипс кровли XVI пласта (см. карту XVI пласта *М. Г. Танасевича* „Нефт. хоз.“, 1930 г., № 7) дает впечатление о движении масс к югу и что западный купол сдвинут относительно своего северо-западного погружения, а восточный относительно западного.

Развитие за прошедшие два года бурения на спириалисовую свиту имело своим следствием большое число скважин, вскрывших XVI пласт. Это дало возможность с большей, чем прежде точностью составить карту тектонического рельефа кровли этого пласта. При составлении структурной карты (см. фиг. 2) все данные о кривизне скважин были учтены полностью. Судя по кровле XVI пласта, месторождение представляется брахиантиклинальной складкой с плавным погружением оси в северо-западном и юго-восточном направлениях.

Наблюдается быстрое увеличение углов падения от сводовой части к крыльям, достигающее на расстоянии 400—600 *м* от оси порядка 50°—60° и больше.

В западной половине складки крылья поставлены более круто чем в восточной.

Значительной разницы в падениях северного и южного крыльев не наблюдается, за исключением южного крыла восточной половины, большую крутизну которого следует отнести скорее за счет смещения, отмеченного еще *М. Г. Танасевичем* и *Н. М. Карпенко* (*252*) при рассмотрении ими сброса, пройденного скв. № 7/21. Более позднее бурение скв. № 9/21 полностью подтвердило наличие этого смещения (см. фиг. 2). В указанной скважине нарушение нормального залегания выразилось в исчезновении части пластов спаниодонтелловой свиты и в больших углах падения, доходящих в пласте XI (под смещением) до 85°. Исчезновение части мощности, т. е. укорочение разреза, говорит о пересечении

скважиной сбросовой плоскости, однако материалов для определения основных ее элементов, т. е. падения и простирания, не имеется, так как, во-первых, недостает скважин для более или менее убедительных построений, а во-вторых—бурение самой скв. № 9/21 было преждевременно прекращено. В виду того, что смещение проходит за пределами контуров нефтеносности эксплоатируемых до настоящего времени горизонтов, развития здесь работ в ближайшее время нельзя не предполагать. Следует отметить, что для более ясного представления о тектонике и связанной с ней нефтеносности отдельных частей площади разведку южного крыла в этой части района нужно было бы продолжить.

К востоку от указанного разрыва вся восточная (большая) половина брахиантиклинали в пределах глубин, достигнутых до настоящего момента бурением, явлений дизъюнктивных дислокаций не обнаруживает.

Что же касается западной половины, то на ней, повидимому, вследствие большей интенсивности принятого на себя давления, наблюдается значительное количество дизъюнктивных нарушений. Наиболее детально изучены упоминавшиеся выше три линии параллельных разрывов центральной части, как бы делящие район на две различные в тектоническом отношении половины—западную и восточную. Значительным числом скважин полностью подтверждено падение плоскостей этих разрывов к северу.

В виду того, что описанию полосы указанных смещений посвящено достаточное количество исчерпывающего материала, останавливаться подробно на ней будет излишним, так как все новые данные только подтверждают выводы, приводившиеся в более ранних работах. Что же касается заключения о том, что смещения эти являются сбросами, то имеющийся к настоящему моменту материал говорит в пользу того, что здесь кроме сбросовых явлений имеет место ряд параллельных сдвигов масс к северу по тем же плоскостям разрывов и вверх по наклонной плоскости. Движение происходило таким образом, что участок, заключенный между двумя крайними к востоку разрывами, переместился к северу по отношению ко всей восточной половине района (см. фиг. 2).

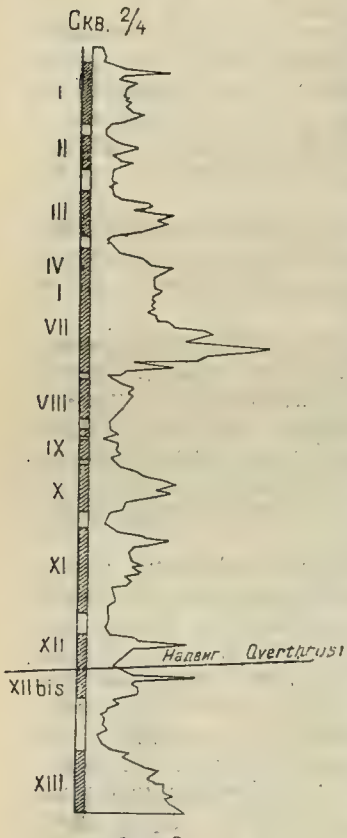
Следующий участок, зажатый между двумя западными линиями, сместился еще севернее и наконец остальная западная часть складки (часть 13, 11 и 8-го участков) сдвинулась в том же направлении в наиболее значительной мере.

В результате указанных сбросов-сдвигов в центральной части образовался ряд ступеней, опускающихся с запада на восток и принимавшихся ранее как результат ряда сбросов.

В пользу того, что движение, вызвавшее поперечные разрывы складки, шло к северу, говорят выпуклость оси антиклинали к северу, и другие результаты глубокого бурения последнего времени, которые будут рассмотрены ниже.

При рассмотрении направления оси антиклинали (см. фиг. 2) видно, что от 32-го участка до западной границы 20-го участка последняя тянется почти прямой линией, определяющей основное

направление складки. Продолжением этого направления на западной оконечности является отрезок оси в районе 5-го участка. От западной границы 8-го участка до скв. № 23/17 ось сильно (дугообразно) отклоняется к северу, причем максимальная амплитуда горизонтального смещения ее равна примерно 280 *м*. На восточной половине (за полосой сбросо-сдвигов центральной части) следы движения с юга выразились в легком отклонении (отогнутии) оси к северу в районе 17-го и части 18-го и 20-го участков. Полное затухание отклонения здесь определяется местоположением скв. № 57/20. Что касается западного погружения (5-й участок), то совпадение направления оси в этом районе с направлением ее на восточной половине говорит о том, что движение здесь было затухающим.

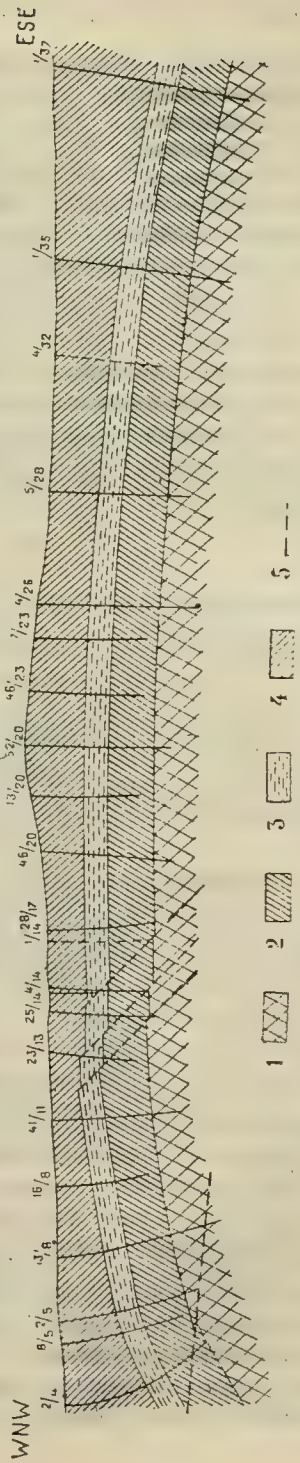


Фиг. 3.

Получается впечатление, что движение было отчасти типа, напоминающего шарнирный. На участках скв. №№ 1/5, 2/5, 3/5 и др., если и наблюдается смещение, то весьма незначительное. Движение к северу начинается примерно у скв. №№ 7/8—13/8 и дальше к востоку все увеличивается, достигая у полосы центральных смещений максимальной величины. Западной границей района, захваченного движением к северу, является разлом надвигового типа, проходящий (в кровле XVI пласта) через 5-й участок и отмеченный еще *М. Г. Танасевичем* в скв. №№ 1/1—5/5. Добавочный материал, полученный бурением скв. №№ 12/5, 11/5, 2/4 и др., полностью подтвердил существование этого надвига. Особенно наглядно он прослеживается в скв. № 2/4 (см. фиг. 3), в разрезе которой полностью повторился XII пласт. Вертикальное перемещение пород, происшедшее в результате этого надвига, в скв. № 2/4 не превышает 15 *м*. В основном плоскость его (см. продольный разрез, фиг. 4) падает на восток. Таким образом, кроме основного сдвига западной части складки к северу, обнаруживается надвинутость ее на свое крайнее западное погружение.

Рассмотренные сдвиги в северном (северо-западном) и западном направлениях явились в итоге основного тектонического процесса, сместившего западную половину, и служат только главными составляющими основного перемещения масс складки с юга. В деталях же тектоника западной оконечности более сложна, но данных для полной ее расшифровки еще далеко недостаточно.

Примером, подтверждающим сложность структуры, является разрез скв. № 12/5 (см. фиг. 1). Скважина эта бурилась вращательным способом. До XIII пласта разрез вполне нормален. Расстояние от I до XIII пласта совпадает с таковым в скв. № 2/5. Между XIII и XVI пластами пройден, повидимому, надвиг, отмеченный в скв. № 2/4 под XII пластом. Мощность XVI пласта ненормально увеличена и достигает 100 *м*. Увеличение это произошло за счет крутого падения, между тем как в скв. № 2/5, расположенной всего в каких-нибудь 150 *м*, мощность XVI пласта не превышала 75 *м*. Ниже XVI пласта бурение велось с частым отбором образцов пород колонковым буром, причем первый же взятый под XVI пластом образец носил все следы нарушения нормального залегания (зеркала трения, сильная трещиноватость). Ниже XVI пласта пройден был песчаник, по своему характеру ближе всего подходящий к XXII пласту и вместе с тем по расстоянию от I (да и от XII) пласта хорошо увязывающийся с песчаником, фонтанировавшим нефтью в скв. № 2/5. Получается впечатление о выпадении из разреза всей толщи, заключенной между XVI и XXII пластами, и одновременно можно предполагать, что в скв. № 2/5 фонтанировал XXII пласт, а не XXI, как это считается. Ниже указанного песчаника, отнесенного условно к XXII пласту, в скв. № 12/5 пройдено еще два песчаных пласта, относящихся также к неизвестным стратиграфическим горизонтам. Последний из указанных пластов по конфигурации на электродиаграмме ближе всего



Фиг. 4. Продольный разрез по оси антиклинали.
Longitudinal section along the axis of the anticline.

1 — спириалисовые слои — Spirialis beds; 2 — спаниодонтелловые слои — Spaniodontella beds; 3 — криптомактровые слои и нижний сармат — Cryptomactra beds and Lower Sarmatian deposits; 4 — грозненские слои и верхний сармат — Grozny beds and Upper Sarmatian deposits; 5 — линия смещения — Line of dislocation.

подходит к XI пласту спаниодонтелловой свиты, но в 10 *м* выше его и в 3 *м* ниже найдены *Spirialis* и *Syndesmya alba*. Во всяком случае, если отнесение первого песчаника к XXII пласту было произведено правильно, то скважина ниже XVI пласта прошла минимум два смещения. Несомненно также, что горизонт (XXII пласт), давший в скв. № 2/5 нефтяной фонтан, в скв. № 12/5 по абсолютной глубине ее должен был оказаться пройденным (если он также не выпал из разреза). Однако, несмотря на то, что ниже XVI пласта в ней были последовательно испытаны все три упомянутых песчаника, ни в одном из них признаков промышленной нефти получено не было. Ниже XVI пласта был взят 21 образец колонковым буром, и большинство из них носило следы нарушенного залегания. Для наглядного представления о пройденных скважиной нарушениях вместо описания колонок приведем в табл. 5 только результаты замеров углов падения, взятых ниже XVI пласта, почва которого пройдена на глубине 1 040 *м*.

Таблица 5.

Глубина, в *м*	Угол падения, замер. в колонке	Примечание
1 054,3	75°	В 14 *м* ниже XVI пл. Масса трещин и зеркал трения.
1 057,22	80—85°	Перед XXII (?) пл. Масса трещин по всем направлениям. Зеркала скольжения.
1 066,5	85°	Зеркала скольжения.
1 076	70—75°	XXII (?) пл. Сильная трещиноватость. Отдельные зерна кварца достигают диам. 6 *мм*. При испытании пласт дал воду.
1 080	65—70°	XXII (?) пл.
1 098,6	50—55°	XXII (?) пл. Масса трещин, заполненных кальцитом.
1 107,7	70—72°	Подошва XXII (?) пл. Зеркала трения.
1 135	50°	Первый песчаник под XXII (?) пл. Дал при испытании вначале переливающуюся воду, затем уровень установился в 150 *м* от устья. Нефти нет.
1 178	45°	Глина.
1 200	20°	Глина.
1 211	70°	Глина.
1 214	—	Второй песчаник под XXII (?) пл. Дал при испытании воду.
1 224,3	45—50°	Тот же песчаник.
1 243,65	—	Глина. Зеркала трения.

Из таблицы видно непостоянство углов падения и быстрое изменение величины их в ту или другую сторону; но так как скв. № 12/5 пока единственная глубокая скважина на западном окончании складки, то характер пройденных ею нарушений выяснить не представляется возможным.

Бурением двух последних лет подтвердилось также наличие сброса, идущего под углом к центральным разрывам через

14—15-й участки. Разрыв, вызвавший образование этого сброса, явился, повидимому, результатом того же бокового южного (вернее юго-западного) движения, в результате которого западная половина складки сместилась к северу (северо-востоку). Простирание плоскости разрыва примерно перпендикулярно направлению главного движения. Участок, ограниченный с северо-запада плоскостью этого сброса, а с северо-востока плоскостью центрального (основного) сбросо-сдвига, напоминает форму тектонического клина, опущенного по сравнению с главной частью складки. Вершина этого клина по кровле XVI пласта (см. фиг. 2) определяется местоположением скв. №№ 6/16—25/17.

Теперь остановимся несколько на укоренившемся среди лиц, в той или иной мере причастных к изучению строения Ново-Грозненского района, мнении о подразделении складки на два купола — западный и восточный, с седловиной между ними.

Материал, имеющийся в распоряжении к настоящему моменту, не подтверждает правильности такого взгляда. Приводимая структурная карта (фиг. 2) и продольный разрез через все месторождение (фиг. 4) говорят о том, что ось Ново-Грозненской брахиантиклинали не имеет вертикальных изгибов такой величины, которая давала бы право говорить о разделении складки на два купола.

Приведенные разрез и карта, составленные на основании наиболее достоверных и тщательно проверенных данных, полученных вполне достаточным для детального построения количеством скважин, с полной очевидностью говорят о том, что складка представляет, или во всяком случае представляла до образования разрывов, правильную брахиантиклиналь, достигающую наивысшего поднятия сводовой части в районе, лежащем несколько восточнее полосы центральных сдвигов.

Район этот, проектирующийся на поверхность примерно в северо-западном углу 18-го участка, и является центром купола Ново-Грозненской брахиантиклинали. Отсюда наблюдается непрерывное медленное погружение оси складки как на северо-запад, так и на юго-восток, причем в первом направлении погружение это идет значительно быстрее. Несколько изменили картину правильного и плавного падения оси в обе стороны от центра купола нарушения центральной части, приподнявшие западную половину относительно восточной и образовавшие ряд ступеней, опускающихся к востоку. В результате этих нарушений западная половина складки поднялась примерно на 100 *м* (суммарная амплитуда всех ступеней) над восточной. Если мысленно опустить западную половину на эти 100 *м*, то ось брахиантиклинали выразится плавной кривой, загибающейся на северо-восточном и юго-восточном концах книзу без наличия второстепенных поднятий, т. е. вид этой кривой полностью исключает возможность существования двух куполов.

Все изложенное выше касается тектоники сравнительно небольших глубин, не выходящих во всяком случае за пределы XXII пласта (за исключением рассматривавшейся выше скв. № 12/5). Имеющиеся

до настоящего времени литературные сведения о строении Ново-Грозненского района также не выходят за пределы этого горизонта. Явление это объясняется тем, что основное бурение до 1931 г. шло главным образом на XVI пласт, и только несколько скважин было проведено до XXI и XXII пластов.

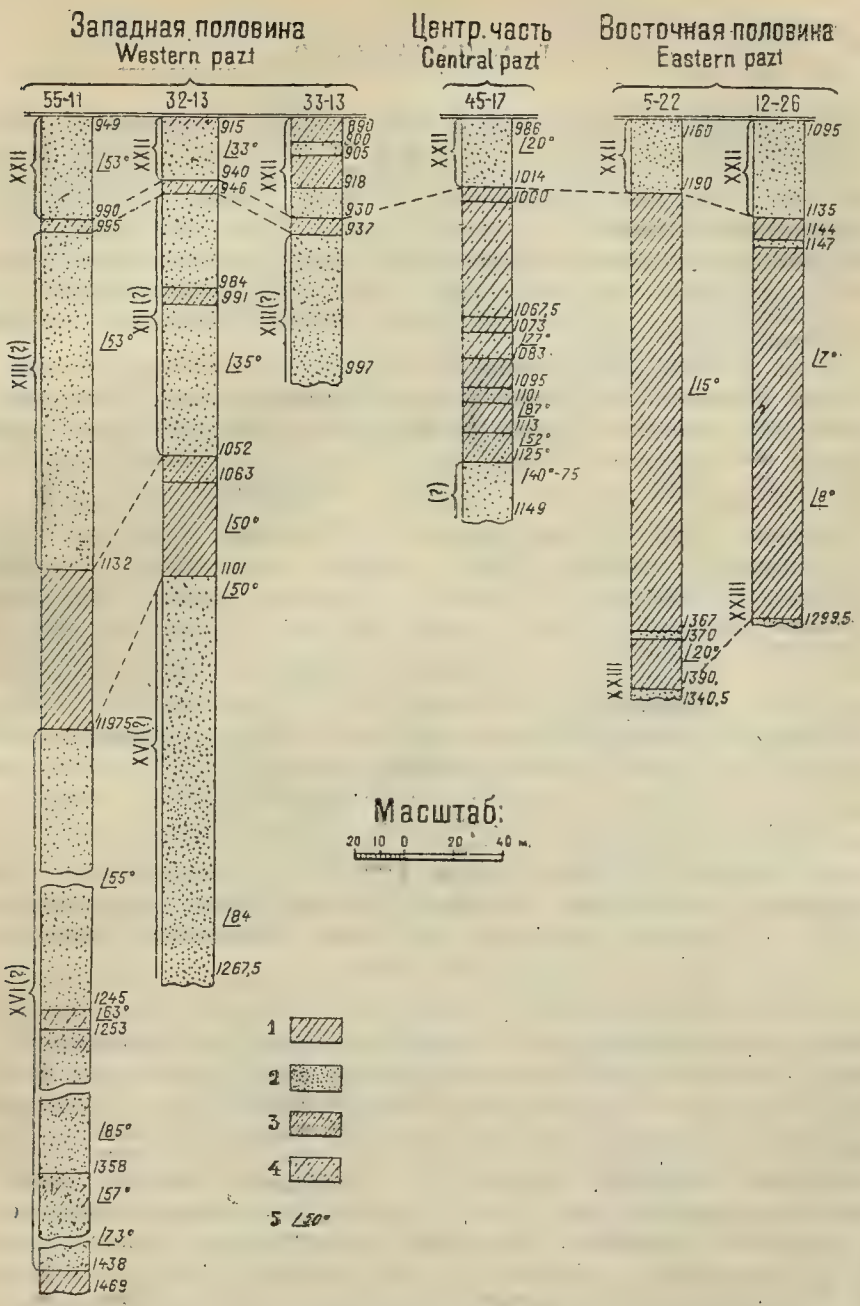
В настоящее время в районе имеется ряд скважин, прошедших уже значительно ниже XXII пласта. Бурение этих скважин принесло целый ряд совершенно новых данных, указывающих на то, что и более глубокие горизонты весьма интенсивно дислоцированы.

Весьма существенным является то обстоятельство, что и глубинная, если так можно выразиться, тектоника Ново-Грозненского района в свете имеющихся к настоящему моменту данных дает право делить район на две части площадь к западу от центральных смещений и площадь к востоку от них. В дальнейшем для большей простоты будем первую площадь называть просто западной половиной района (вместо употреблявшегося ранее термина — западный купол), а вторую—восточной половиной (вместо восточный купол).

Скважин, полностью прошедших XXII пласт, пока всего восемь. Из них скв. №№ 12/26 и 5/22 расположены на восточной половине, скв. № 45/17 в центральной части в районе смещений, скв. №№ 22/13, 33/13, 55/11 и 12/14 в западной половине и скв. № 12/5 на западном погружении (см. фиг. 2). Последняя скважина разбиралась выше, и возвращаться к ней не будем. Следует напомнить, что пройденный ею ниже XVI пласта песчаник отнесен к XXII пласту условно.

Из всех перечисленных скв. №№ 55/11, 32/13, 5/22 и 12/26 спроектированы были для разведки нефтеносности и тектоники нижнего майкопа, а скв. № 45/17 для освещения низов спириалисовой толщи с конечной целью вскрыть верхний майкоп. Прежде чем перейти к детальному обзору результатов, достигнутых каждой скважиной в отдельности, обратимся к беглому просмотру разрезов, представленных на фиг. 5, на которой приводится сопоставление разрезов глубоких скважин по кровле XXII пласта. Разрезы составлены на основании всех имеющихся данных, как-то: результатов образцов, взятых колонковыми бурами, кароттажа, записей в буровых рапортах и сведений о срабатываемости долотьев. Фиг. 1 представляет кароттажные диаграммы тех же скважин, сопоставленные по кровле I спаниодонтеллового песчаника.

Части разрезов до XXII пласта, отражающие вышеописанную тектонику сравнительно небольших глубин, в данный момент для нас менее интересны. Что же касается разрезов ниже XXII пласта, то здесь весьма резко бросается в глаза основное различие их в отдельных скважинах, дающее возможность разбить все скважины на две основных группы. К первой группе относятся скважины западной половины №№ 55/11, 32/13 и 33/13, в которых ниже подошвы XXII пласта до следующего за этим пластом песчаника по глинистым породам приходилось не больше 5—7 *м*, вслед за чем вновь шли песчаники. Наоборот, в группе скважин восточной половины мощность глины между XXII и следующим за ним пластом достигает



Фиг. 5. Сопоставление глубоких скважин Ново-Грозненского района по кровле XXII пласта.

Correlation of deep wells of the New Grozny District on the base of the roof of seam XXII.

1 — глина — Clay; *2* — глина с прослоями песчаника — Clay with sandstone interbeds; *3—4*—глина песчаная — Arenaceous clay; *5* — угол падения пород по образцу в коронке — Dip of strata on the base of a core sample.

в скв. № 12/26 164,5 *м* и в скв. № 5/22 - - 200 *м*. Показанные в обеих скважинах на различных расстояниях от XXII пласта трехметровые прослойки песчаника существенной роли не играют. Промежуточное как бы положение занимает скв. № 45/17. Впредь до детального рассмотрения отнесем ее к первой группе. Указанное резкое отличие разрезов скважин западной и восточной половин говорит о том, что и глубинная тектоника этих частей района также различна.

Рассмотрение данных глубокого бурения начнем со скважин восточной половины.

Скв. № 12/26 расположена по оси складки в районе, по геологическим условиям для бурения наиболее благоприятном. Искривление скважины, главным образом вследствие пологого залегания пород, весьма незначительно (на глубине 1 293 *м*—2,6°). XXII пласт пройден на глубине 1 095—1 134,5 *м*. Несколько увеличенная против нормальной мощность пласта объясняется повидимому неточностью в отбивке его по наблюдениям за работой долотьев. Ниже XXII пласта до глубины 1299,5 *м* бурение шло в бурых, плотных, изредка незначительно песчаных и слюдистых глинах. Отдельные образцы показали наличие тонких налетов слюдистого песка на плоскостях напластования. Местами отмечено скопление пиритовых стяжений диаметром до 8 *мм*. В глинах встречены *Spirialis*, *Syndesmya alba*, остракоды, рыбные чешуйки и растительные остатки. Частый отбор исключительно хорошего качества образцов коронками (доставались колонки породы длиной до 7 *м*) дал возможность с достаточной точностью установить, что углы падения не выходили за пределы 5—8°. Во всей 165-*м* толще глин отмечен только один прослой песчаника на глубине 1 144—1 147,5 *м* и прослоек мергеля на глубине 1 225,4—1 225,5 *м*. Но существование этих прослойков, отмеченных по работе долотьев, также весьма проблематично. Никаких признаков нарушения нормального залегания пород при бурении встречено не было.

Таким образом следует считать, что в пределах достигнутой глубины скважиной освещен достаточно большой отрезок нижней части спириалисовой толщи. В виду отсутствия признаков нарушенности залегания, разрез этой скважины ниже XXII пласта может считаться нормальным для Ново-Грозненского района, и более или менее значительные отклонения от него в разрезах других скважин следует считать признаками тех или иных тектонических нарушений. Коронка, работавшая на глубине 1 299,5 *м*, вынесла бурую переработанную глину с очень небольшими обломками темносерого песчаника. По данным лиц, непосредственно ведших бурение, на забое скважины и даже несколько выше встречен песчаник. Форма сработанности последнего долота также говорит в пользу такого утверждения. При этой же глубине произошел выброс глинистого раствора, с последующим переливанием и постепенным замещением его водой. Химический состав воды (с довольно большим содержанием в ней иода) и весьма высокий ее уровень (см. табл. 6), не имеющие аналогов среди пластовых вод песчаников, известных до сих пор в Ново-Грозненском районе,

Таблица 6.

Сравнение воды XXIII пласта из скв. №№ 12/26 и 5/22 с типичными водами других пластов Ново-Грозненского района

№№ скважин	№№ анализ.	Пласт.	Щелоч.	Составные части в г на 1 л		Реакционная емкость экв.			Характерист.		Высота уровня пл. воды по отнош. к уров. моря	Содер. иода в мг на 1 л	Примечания
				SO_3	Cl	SO_4	Cl	CO_3	Общая емкост.	SO_4+CO_3			
12/26	4 914	XXIII	42,6	следы	10,4370	—	294,9	42,55	337,45	6,9		9,0	Высота устья скв.—298,78 *м*. При уд. весе 1,298 давление у устья больше 2 атм. (пропускала арматура). Выделений газа не наблюдалось. Скважина переливает.
„	5 087	„	41,4	нет	10,3600	—	292,1	41,35	333,45	7,05	+ 700 *м*	9,0	
„	5 115	„	42,4	нет	10,1200	—	285,8	42,35	328,5	6,75		9,0	
5/22	4 809	XXIII	39,0	нет	10,4580	—	295,3	38,95	334,25	7,6		12,7	Высота устья скв. — 334 *м*. При уд. весе раствора 1,3 давление у устья больше 20 атм. (глубина 1290,5 *м*. Выделений газа не наблюдалось. Скв. перелив. с периодическими выбросами раствора на высоту примерно 4 *м* выше роторного стола.
„	4 813	„	40,1	нет	10,3740	—	292,5	40,05	332,55	7,0	+1000 *м*	12,7	
„	5 325	„	42,2	нет	10,3740	—	292,5	42,15	334,65	6,9		13,7	
24/11	3 100	XIII	10,2	0,3200	0,2100	8,00	5,92	10,18	24,1	0,325	+ 180 *м*		Переливает чистой водой при высоте устья 191,67 *м*.
22/23	3 791	„	5,8	0,2720	0,1078	6,79	3,05	5,79	15,63	0,242	+ 190 *м*		
1/28	4 930	„	5,3	0,1989	0,0840	4,99	2,37	6,28	13,64	0,210	+ 192 *м*		
1/14	4 340	XVI	21,8	нет	0,1327	—	3,76	21,78	25,54	0,172	ниже уровня воды XIII пл.		
1/6	3 207	«	11,6	0,2520	0,2822	6,29	7,95	11,58	25,82	0,445			
2/17	4 346	„	15,4	0,1795	0,1099	4,48	3,10	15,38	22,96	0,159			
1/37	2 771	XXI	4,3	0,2268	0,2163	5,67	6,08	4,29	16,04	0,611	+ 125 *м*		
13/8	2 328	XXII	13,2	0,1920	0,3432	4,80	9,68	13,18	27,56	0,529	+ 260 *м*		
28/20	4 544	XXII	8,7	0,1282	0,2937	3,19	8,28	8,69	20,16	0,69	+ 317 *м*		Давление при наличии разжижающего раствора 4 атм.—217 *м*. Высота устья—217 *м*.
1/25	2 694	„	10,8	0,0860	0,1030	2,15	2,91	10,78	15,84	0,225	+ 375 *м*		
9/8	—	X	14,48	0,1123	0,0568	2,81	1.60	14,46	18,87	0,09	+180—200 *м*		
21/11	—	III	22,9	0,1689	0,1391	4,22	3,92	22,87	31,05	0,14	+ 180 *м*		

говорят за то, что скважиной вскрыт новый пласт. Следуя принятой в районе номенклатуре, этот новый пласт нужно назвать XXIII.

Не вдаваясь в рассмотрение особенностей нового песчаника и перспектив, связанных с его обнаружением, как не имеющих прямого отношения к теме, сделаем общие выводы, касающиеся геологии района.

Разрез спириалисовой свиты ниже XXII пласта представлен мощной 165-*м* толщей довольно однообразных бурых глин. Глины подстилаются песчаником неизвестной еще мощности, давшим на западной половине переливающуюся горячую воду высокого напора с довольно большим для пластовых вод района содержанием иода. Исходя из общей мощности спириалисовой свиты в ближайших к Ново-Грозненскому району естественных разрезах, следует предположить, что в скв. № 12/26 верхний майкоп можно ожидать в пределах 1 350—1 380 *м*. Ниже вскрытого XXIII пласта в спириалисовых слоях вероятность встречи новых песчаников мала, но во всяком случае их может быть еще не больше одного и при том небольшой мощности.

Скв. № 5/22 заложена на северном крыле восточной половины, примерно в 450 *м* от оси, считая по кровле XVI пласта. Основная цель бурения скважины—разведка нижнего майкопа. XXII пласт пройден на глубине 1 160—1 190 *м*. До глубины 1 390 *м* бурение шло по бурым спириалисовым глинам, повторяя разрез ниже XXII пласта скв. № 12/26. На глубине 1 367—1 370 *м* в буровых рапортах отмечен песчаник. Углы падения от подошвы XXII пласта постепенно увеличиваются, доходя с 12 до 20°. Довольно частый отбор образцов колонковым буром дал возможность убедиться в отсутствии дизъюнктивных нарушений под XXII пластом. На глубине 1 390 *м* (забой—1 390,5 *м*), по сведениям Отдела бурения, вскрыт песчаник. При учете углов падения песчаник этот хорошо сопоставляется с XXIII пластом в скв. № 12/26. Вскрытый песчаник, как и в скв. № 12/26, проявил себя переливанием раствора уд. веса 1,2. Постепенно раствор заместился водой, идентичной воде XXIII пласта из скв. № 12/26 и отличной от всех пластовых вод района. Напор воды был настолько силен, что никакими мерами остановить переливание не удавалось, пока сама скважина не поставила пробку (так же как и в скв. № 12/26). Полностью замерить давление у устья скважины к сожалению не удалось, так как при показании манометра в 20 атм. раствор прорвался под полом вышки. Учитывая глубину скважины (1 390,5 *м*), альтитуду устья (+334 *м*), уд. вес раствора (1,3) и давление в 20 атм. на манометре, следует, что высота напора при пересчете на воду превышает + 1 000 *м* над уровнем моря. О силе водяного давления можно судить еще потому, что 6-дм. (152-*мм*) инструмент (имевший внизу обратный клапан) временами приподнимало вверх, и индикатор, вместо нормального веса инструмента в 30 делений, моментами показывал всего 16 делений.

Таким образом скв. №№ 12/26 и 5/22 доказано, во-первых, существование XXIII пласта в низах спириалисовой свиты и, во-вторых, отсутствие разрывов во всем комплексе пород от сармата и почти до верхнего майкопа на восточной половине Ново-Грозненского

района. Структурная форма, в которую сложены верхние слои в этой половине района, повторяется и на более солидных глубинах, если не считать осложненность южного крыла смещением, отмеченным скв. №№ 7/21—9/21.

В отношении вновь вскрытого XXIII пласта кратко можно отметить следующее. Среднее истинное расстояние от его кровли до подошвы XXII пласта равно примерно 150—160 *м*. Вся толща пород между этими пластами в основном представлена бурыми глинами с типичной спириалисовой фауной. Промежуточных песчаников, могущих иметь для района практическое значение, в этой толще не обнаружено. Если XXIII пласт нефтеносен, то контур его нефтеносности не велик и ограничивается на восточной половине лишь присводовой частью складки. Пласт содержит сильносоленую воду с уровнем, превышающим уровни вод всех до сих пор известных пластов. Так как расход переливавшейся в обеих скважинах воды по производившимся наблюдениям не велик, то следует считать, что пласт или незначителен по мощности или обладает невысокой проницаемостью, так как в противном случае при наличии весьма высокого давления имелось бы налицо не переливание, а бурное фонтанирование. Газовых проявлений пласт не обнаружил.

В целях быстрого и окончательного решения вопроса о возможной нефтеносности пласта в присводовой части, необходимо заложить для его испытания скважину в районе скв. №№ 15/18—46/20. Выбор точек определяется вероятным гидродинамическим режимом этого пласта.

Скв.№№ 12/26 и 5/22, стратиграфически наиболее глубокими в районе на сегодняшний день, исчерпываются сведения о тектонике восточной половины складки.

Что касается тектоники западной половины, то в свете данных скв. №№ 55/11, 33/13, 32/13 и 45/13 она и на больших глубинах так же, как и в верхних горизонтах представляется весьма сложной и отличной от тектоники восточной части.

Обзор новых данных по западным скважинам начнем со скв. № 55/11. Это — наиболее ранняя из майкопских скважин. Заложена она на северном крыле, с расчетом встретить майкопскую свиту близко к антиклинальному перегибу пластов, в предположении, что осевая плоскость складки наклонена в южную сторону. XXII пласт пройден на 949—990 *м*. Ниже XXII пласта вместо мощной толщи глин, ожидавшейся на основании нормальных разрезов скв. №№ 5/22 и 12/26, встречены глины с прослойками песчаника, всего 5 *м*, вслед за чем, начиная с 995 и до 1 132 *м*, пройден мощный 137-*м* песчаник. Углы падения в этом песчанике, судя по замерам в колонках, в среднем равны 52°. Фауны обнаружить не удалось. С 1 132 *м* скважина вошла в бурые, с массой зеркал скольжения, сильно трещиноватые глины. Трещины в большинстве случаев выполнены кальцитом. В образце, взятом колонковым буром, работавшим на глубине 1 142—1 147 *м*, т. е. в 11 *м* от подошвы 137-*м* песчаника, найдены *Spirialis*. По глинам бурение продолжалось до глубины 1 197,5 *м*, при угле падения, равном в среднем 50—55°. Начиная с 1 197,5 *м* начался

новый песчаник, продолжавшийся до глубины 1 438 *м*. Таким образом его вертикальная мощность равна 240,5 *м*. Углы падения, начиная с 50—55° в кровле, быстро увеличиваются, доходя в средней части до 85°. Несмотря на весьма тщательный просмотр образцов (взято в песчанике всего 20 вполне доброкачественных колонок), фауны и в этом песчанике не найдено. Начиная с 1 438 *м* и до достигнутой глубины—1 469 *м*, бурение шло по бурым глинам. Бравшиеся колонковым буром образцы представляли собою в большинстве случаев переработанную обвальную глину. Обвалы послужили основной причиной прекращения бурения.

Учитывая, что ни в Ново-Грозненском районе по данным скв. №№ 5/22 и 12/26, ни в Старо-Грозненском по данным ряда скважин а также и в разрезах выходов миоцена прилегающих районов ниже XXII пласта в спириалисовой свите мощных песчаников, могущих быть сопоставленными с пройденными в скв. №№ 55/11, не имеется, следует признать, что песчаники эти являются верхними, т. е. что скв. № 55/11 под XXII пластом пересекла плоскость надвига. Сама незначительность глинистого интервала, заключенного между XXII пластом и первым поднадвиговым песчаником, несущего все следы нарушенности залегания, дает возможность считать, что плоскость эта данной скважиной пересечена между 990 и 995 *м*. Данные пересчета пройденных мощностей поднадвиговых песчаников на нормальные, учитывая углы падения, а также данные механического анализа образцов этих песчаников, говорят за то, что один из них следует отнести к XIII (бис) пласту спаниодонтелловой свиты, а другой—к XVI (бис) спириалисовому пласту.

Следует отметить, что физические характеристики этих пластов (и мощности их), определившиеся из анализов, производившихся в районной лаборатории, довольно сходны (см. табл. 7). В случаях нормального залегания, когда истинная мощность пройденного какой-либо скважиной пласта может быть вычислена, если не с абсолютной, то с близкой к таковой точностью, механический состав дает в большинстве случаев материал, достаточный для точного распознавания номера этого пласта. В разбираемом же случае в скв. № 55/11, при наличии под плоскостью надвига почти вертикального падения и при отсутствии в самих песчаниках руководящей фауны, безоговорочное пользование данными механического анализа может только ввести в заблуждение. Поэтому вопрос о том, какой из поднадвиговых песчаников назвать XIII (бис) пластом и какой XVI (бис), впредь до рассмотрения скв. № 32/13 следует оставить открытым. Необходимо отметить, что нахождение *Spirialis* в скв. № 55/11 в 11 *м* от первого поднадвигового песчаника, при условии, что в этом горизонте никаких нарушений, вызвавших уменьшение мощности, не произошло, говорит за то, что после прохождения плоскости надвига скважина пересекла вначале XVI, а затем уже XIII пласт. Минимальное расстояние от XIII пласта до горизонтов с первыми *Spirialis*, даже при пологом залегании, должно быть не меньше 25—30 *м*. Если же остановиться на том положении, что XVI пласт пройден раньше XIII, то, делая дальнейшие выводы,

Таблица 7.

Данные о механическом составе некоторых песчаных пластов Ново-Грозненского района.

Скважины восточной половины
(определения произведены лабораторией Ново-Грозненского района).

№№ скв.	С какой глубины взят образец, м	Пласт	Пористость в % к объему	Проходит через сито №№:					
				20	40	60	80	100	более 100
6/ 5	—	XIII	24,06	—	0,96	11,06	53,37	19,23	15,38
15/ 8	—	XIII	22,58	0,04	18,79	57,32	19,24	3,58	1,08
18/ 8	—	XIII	22,74	0,4	7,3	57,6	21,0	8,0	5,7
31/11	—	XIII	24,33	—	4,0	12,0	40,0	28,0	16,0
64/11	—	XIII	24,34	0,2	3,5	38,9	38,1	11,0	8,3
15/12	—	XIII	23,49	—	1,47	2,16	36,41	37,89	22,07
5/ 5	—	XVI	16,6	—	5,4	38,8	36,8	11,8	7,2
17/ 8	—	XVI	24,05	0,4	7,11	29,64	23,71	23,32	15,82
46/11	—	XVI	24,38	0,2	10,0	25,7	23,9	23,4	15,6
15/12	—	XVI	25,66	0,6	11,16	55,86	22,34	5,02	5,02
24/13	—	XVI	27,75	—	2,8	21,2	47,1	25,2	3,7
55/11	—	XXII	—	3,74	23,96	31,47	21,19	11,41	8,23
13/ 8	—	XXII	сред. 18	—	—	—	—	—	—
41/11	—	XXII	19,58	1,0	9,9	31,68	32,66	11,88	11,88
15/ 8	—	XV	8,2	—	—	—	—	—	—
38/11	—	XII	21,15	—	0,01	4,06	3,65	5,07	86,21
59/11	—	XIX	15,03	—	—	—	—	—	—
15/12	—	XX	13,76	—	—	—	—	—	—
22/13	—	XI	27,82	—	—	—	—	—	—
55/11	1 102	XIII бис	23,01	—	6,9	67,2	19,3	4,9	1,7
55/11	1 200,25	XVI бис	21,21	0,7	9,7	31,7	42,9	10,1	4,9
55/11	1 273	XVI „	22,24	0	15,8	22,32	35,98	21,34	3,48
55/11	1 284,5	XVI „	24,86	0	6,1	14,8	47,1	22,1	9,9
55/11	1 323,6	XVI „	24,05	0	12,5	45,9	32,9	5,6	3,1
55/11	1 344,5	XVI „	24,52	0	8,9	41,7	34,7	9	5,7
32/13	1 164,42	XVI „	22,24	0	0,89	2,91	31,16	40,83	24,21

следует признать, что, пройдя плоскость надвига, скв. № 55/11 вошла в круто поставленное и вместе с тем опрокинутое северное крыло основной складки. В противном же случае, если считать, что первым поднадвиговым песчаником является повторившийся XIII пласт, явление подворота северного крыла не должно иметь места. Принятие второго положения заставляет признать, что часть мощности ниже подошвы XIII (бис) пласта в результате каких-то нарушений исчезла.

Возможность такого положения подтверждается еще тем обстоятельством, что мощность в остальной части толщи, заключенной между XIII (бис) и XVI (бис) пластами, является преуменьшенной против нормальной. Говорить о том, произошло ли уменьшение мощности за счет какого-то смещения, проходящего между песчаниками, или же за счет того, что часть ее выжата в результате основных тектонических процессов, формировавших складку, в виду отсутствия данных, преждевременно.

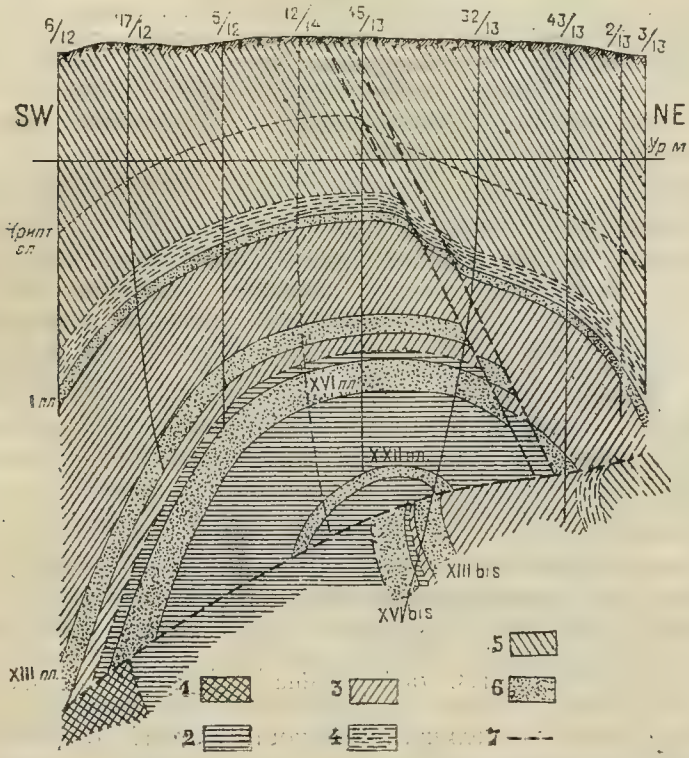
Следующей глубокой скважиной западной половины является майкопская скв. № 32/13. Она заложена на северном крыле в основном профиле, который должен осветить как глубинную тектонику, так и промышленное значение майкопской свиты к западу от полосы центральных сбросо-сдвигов. Бурение начато 12/II 1931 г. В настоящее время глубина ее 1267,5 *м*, с 10/X 1932 г. скважина в аварии. XXII пласт пройден на глубине 915—949 *м*. Ниже XXII пласта полностью повторяется разрез поднадвиговой части скв. № 55/11. С 940 до 946 *м* пройдена бурая песчаная глина, а с 946 до 1 052 *м*— песчаник, аналогичный первому поднадвиговому песчанику в скв. № 55/11. Далее с 1 052 до 1 101 *м* шла бурая глина, трещиноватая, с массой зеркал трения, местами перемятая до порошкообразного состояния. В глине найдены *Spirialis* (в образцах с 1 064 — 1 066 *м* и с 1 077—1 083 *м*). Начиная с 1 101 *м* и до настоящей глубины тянется песчаник.

Песчаник несет следы сильного сдавливания. Многие образцы показывают исключительно сильную трещиноватость, причем трещины выполнены стекловидной массой, в которую превратился кварцевый материал в результате громадных давлений и развившихся в связи с ними высоких температур. Имеется много поверхностей трения с ясно выраженной штриховатостью.

Таким образом плоскость надвига в скв. № 32/13 пройдена в интервале 940—946 *м*. Мощности поднадвиговых горизонтов (при пересчете вертикальной мощности на истинную) соответствуют таковым в скв. № 55/11. Углы падения с 35° в первом поднадвиговом песчанике доходят до 80° во втором. Следует отметить, что в данной скважине (так же как и в скв. № 55/11) резкой разницы в углах залегания пород над плоскостью надвига и под ней не наблюдалось. Принимая во внимание, что падение в первом поднадвиговом песчанике (правда, без учета влияния кривизны скважины) выражается цифрой в 35°, следует считать, что падение это северное, так как в противном случае необходимо было бы признать, что подвернутость северного крыла так велика, что складка переходит предел опрокинутой и приближается к лежачей. Это в свою очередь не вяжется с крутым падением в скв. № 55/11 и падением слоев, залегающих под первым песчаником в самой скв. № 32/13, т. е. первый поднадвиговый песчаник как в скв. № 32/13, так и в скв. № 55/11 является пластом XIII (бис) спаниодонтелловой свиты, а второй — пластом XVI (бис) спириалисовой (см. фиг. 6).

Уменьшение нормальной мощности толщи, заключенной между этими пластами, в разбираемой скважине, может быть объяснено теми же причинами, что и для скв. № 55/11. Пропуск в этой толще в обеих скважинах промежуточных пластов (XIV, XV и XVI-а) можно объяснить, с одной стороны, несовершенным отбором образцов, а с другой—невозможностью отбивки их по кароттажу, вследствие сильной раздробленности пород и смешения песчаников с глинистыми породами; тем более, что и при нормальном залегании электрические характеристики этих пластов не очень рельефны. Прежде всего, следовало бы предположить, что между XIII и XVI (бис)

пластами ниже плоскости надвига обеими скважинами пройдено еще одно смещение (сброс). Однако, как уже отмечено выше, такое утверждение, при незначительности данных, явилось бы слишком поспешным. Кроме того, факт этот по сравнению с явлением надвига большого значения в общей картине тектоники, повидимому, не имеет.



Фиг. 6. Схема строения западной половины Ново-Грозненского района.
Scheme of structure in the western half of New Grozny District.
1 — майкоп — Maikop beds; *2* — спириалисовые слои — Spirialis beds; *3* — спаниодонтелловые слои — Spaniodontella beds; *4* — нижний сармат—Lower Sarmatian; *5* — грозненские и криптомактровые слои—Grozny and Cryptomactra beds; *6* — песчаники — Sandstones; *7* — надвиг — Overthrust.

Следующей сравнительно глубокой скважиной западной половины района является скв. № 33/13. XXII пласт пройден на глубине 890—930 *м*. Надвиг пройден в пределах 930—937 *м*. Интервал этот представлен глиной с прослоями песчаника, причем колонковыми бурами образцы не брались. С 937 *м* скважина вошла в пласт XIII (бис) и прошла по нему до глубины 997 *м*, где бурение и было остановлено, так как скважина шла на XXII пласт. Добавочных данных, необходимых для производства построений для определения

положения плоскости надвига в пространстве, скважина не принесла.

Четвертой из рассматриваемой группы глубоких скважин является скв. № 12/14. Устье ее расположено на южной стороне присводовой части западной половины. Скважина повидимому сильно искривлена, но кривизна ее не замерялась. Имеется один случайный замер на забое, но и тот не достоверен. Бурение закончено в сентябре 1931 г. XXII пласт пройден на глубине 942—965,5 *м*. Выше XXII пласта нарушений, могущих быть поставленными в связь с прохождением плоскости надвига, не обнаружено. Ниже XXII пласта пройдено всего 57,2 *м* по бурым глинам, причем надвиг также не прослежен. Общая глубина скважины 1022,7 *м*. В настоящее время скважина эксплоатирует XXII пласт.

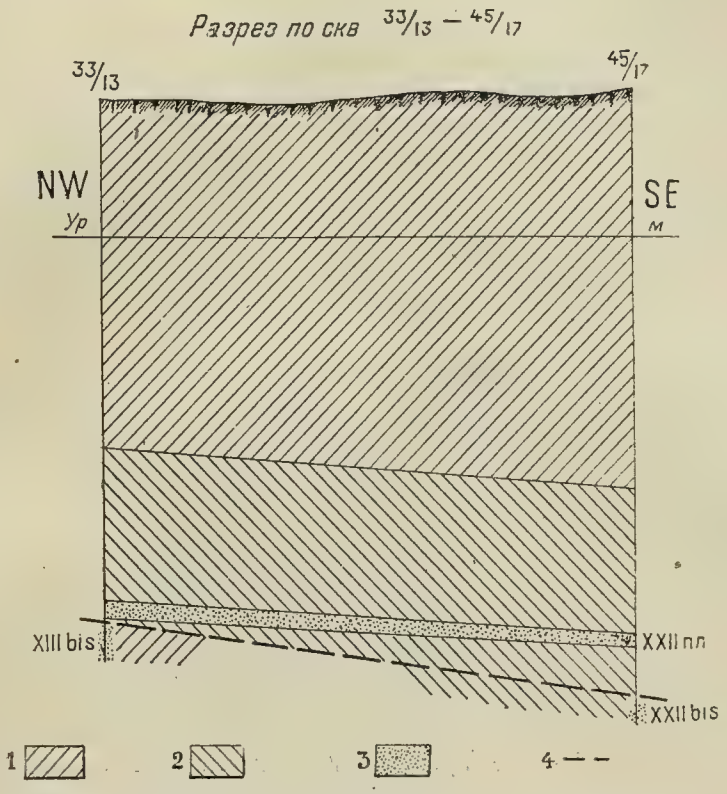
Последней могущей быть по своему разрезу присоединенной к группе рассматриваемых скважин является скв. № 45/17. Она заложена в центральной части складки в присводовой полосе. Основное ее назначение—разведка низов спириалисовой толщи. Бурение начато 10/X 1931 г. В настоящее время скважина аварийная. Достигнутая глубина равняется 1 149 *м*. Искривлена скважина весьма незначительно. XXII пласт пройден на 986—1 014 *м* при угле падения в 20°. От 1 014 до 1 125 *м* бурение шло по бурым песчаным спириалисовым глинам, изредка с прослойками песчаника. Углы падения увеличились, достигая от 50 до 90°. В глине масса зеркал скольжения и трещин. По плоскостям напластования и в поперечных трещинах встречается кальцит. С 1 125 *м* начался песчаник, из которого забой скважины еще не вышел (пройдено 24 *м*). Углы падения близки к 70—75°. Песчаник кварцевый, грубозернистый, плохо отсортированный и плохо окатанный, с массой черных глинистых зерен; отдельные зерна кварца достигают диаметра 5 и больше миллиметров. Песчаник также несет следы трения при скольжении. По составу песчаник следует отнести к XXII пласту. Полоса смятых пород колонками обнаружена примерно с 1 050 *м*. Размеры ее, считаясь с тем, что нарушения наблюдались и в самом песчанике, довольно велики, и плоскость надвига должна проходить примерно в пределах 1 075—1 125 *м*. Скв. № 45/17 заканчивается общий список скважин района, полностью прошедших XXII пласт.

Таким образом, скв. №№ 55/11, 32/13, 33/13 и 45/17 с полной очевидностью установлено надвиговое строение западной половины складки. Точное определение направления и угла падения плоскости надвига в настоящее время невозможно в виду недостатка данных. Перечисленные скважины расположены почти-что по простиранию и в большинстве случаев дублируют одна другую (№№ 55/11, 32/13, 33/13), не давая материала для поперечного разреза по профилю.

Приведенный на фиг. 7 схематический разрез через скв. №№ 32/13—45/17 дает представление о том, что надвиг имеет слабый наклон в сторону восточной половины. На разрезе кривизна скважин не учтена, так что этот рисунок является лишь схемой, указывающей на наличие некоторого погружения плоскости надвига на

восток, не претендуя на выводы о действительном угле этого погружения.

Возвращаясь к приводившимся вначале соображениям о смещенности западной половины к северу, следует отметить, что соображения эти строились на том, что движение масс происходило



Фиг. 7. *1* — сармат и спаниодонтелловые слои — Sarmatian and Spaniodontella beds; *2* — спириалисовые слои — Spirialis beds; *3* — песчаник — Sandstone; *4* — надвиг — Overthrust.

по плоскости разрыва, обнаруженной рассмотренными глубокими скважинами. Так как движение было направлено к северу, то следует ожидать основного падения плоскости надвига в южном направлении, т. е. аналогично с надвигом Старо-Грозненской площади. Чтобы иметь хотя бы некоторое приближенное представление о величине наклона надвиговой плоскости, надо принять во внимание, что в скв. № 12/14 плоскость надвига не встречена, т. е. приходится считать, что разрыв в месте положения ее забоя проходит где-то ниже 1 022 *м* (глубина скв. № 12/14), с другой стороны, скв. № 43/13, спроектированная на майкопскую свиту и лежащая на профиле скв. № 32/13, показала сильно растянутый

в виду крутого падения, но вполне нормальный разрез с I до XIII пласта. Начиная же с глубины 918 *м*, углы падения быстро изменились в сторону увеличения, дойдя вместо наблюдавшихся ранее 45—50° почти до 85—90°. Если принять, что изменение это произошло за счет пересечения скважиной плоскости надвига, то общая возможная схема западной половины района будет иметь вид, показанный на фиг. 6.

Подытоживая весь изложенный материал, можно кратко отметить основные вытекающие из рассмотрения приведенного материала положения. Все делавшиеся ранее предположения о возможности надвигового строения Ново-Грозненской складки полностью подтвердились в отношении ее западной половины. Однако, насколько ясен самый факт существования надвига, настолько же, в виду недостаточности данных, не определено его истинное положение в пространстве. Все же, исходя из анализа тектоники района, а также, проводя аналогию со Старо-Грозненским районом, можно считать, что надвиговая плоскость наклонена к северу, и выход ее на поверхность может быть обнаружен где-то севернее промысловой площади.

Одновременно с основным южным падением наблюдается незначительный наклон плоскости и в восточном направлении, так что не исключена возможность обнаружить ее на более значительных глубинах и скважинами восточной половины, или, иначе говоря, весьма вероятно, что и вся складка имеет надвиговое строение. Надвигание западной половины на свое северное крыло повлекло за собой поперечные разрывы складки. Линии этих разрывов и являются показателями направления движения. Максимальная величина горизонтального смещения, наблюдаемая в центральной части, где (судя по смещению оси антиклинали и по тому, что скважины, пройдя надвиг, попадают из XXII пласта в пласт XIII (бис), равна 250—300 *м*. Одновременно с основным надвигом на север наблюдается подвинутость складки и на свое западное погружение, причем в этом направлении горизонтальное смещение, судя по скв. №№ 2/4 и 12/5, не превышает нескольких десятков метров.

В виду того, что движение происходило вверх по наклонной плоскости, западная половина района оказалась приподнятой над восточной, причем приподнятость эта имеет ступенчатый характер. Амплитуды вертикальных перемещений по отдельным ступеням получили свою настоящую величину повидимому за счет сбросов, происшедших по тем же линиям поперечных разрывов. Разбитость центральной части указанными ступенчатыми сбросо-сдвигами и послужила причиной того, что складку до сих пор подразделяли на два купола.

Следует отметить, что уменьшение мощности между пластами XIII (бис) и XVI (бис), а также следы ненормального залегания пород почти по всей пройденной ниже надвига толще говорят о том, что дислоцированность поднадвиговой, основной складки должна быть (для западной половины района) весьма интенсивной, и возможно, что перебитость ее всевозможными разрывами будет

более значительной, чем это имеет место над надвигом. На возможность такого явления указывает и сложность глубинной тектоники западного погружения.

Переходя к вопросам, возникающим в связи с новыми данными, надо отметить, что основными из них, требующими разрешения в первую очередь, являются следующие:

1) Выяснение точного положения плоскости надвига, а также тектоники и связанной с ней нефтеносности поднадвиговой части складки. Важность вопроса требует форсирования бурения имеющихся двух основных профилей глубоких разведочных скважин.

2) Существующее состояние района требует максимальных темпов в разведке майкопской свиты. Приведенные сведения о тектонике говорят за то, что восточная половина более благоприятна для бурения на майкоп. Поэтому на разведочные скважины восточной половины должно быть обращено особое внимание и главным образом в отношении бесперебойного снабжения их всем необходимым. Наблюдающееся в настоящее время положение, когда майкопская скважина месяцами стоит из-за отсутствия барита (скв. № 5/22), или когда из-за отсутствия лишнего колонкового бура о глубине залегания вскрываемого первый раз в месторождении песчаного горизонта узнается со слов бурильщика (могущего всего легко ошибиться), должно в корне измениться.

3) Весьма сильная сжатость складки и значительная осложненность ее рядом разломов говорят об интенсивности давлений, имевших место при образовании антиклинали. Поэтому можно ожидать такого положения, что находящийся в ядре складки майкоп будет сильно выжат и перемят; касается это главным образом западной половины района. Одновременно сильная дислоцированность района дает право ожидать существования второстепенной подчиненной складчатости, ориентированной примерно параллельно основному перегибу и затухающей по мере удаления от него. Вопрос этот, имеющий громадное значение, может быть разрешен только разведочным бурением (хотя бы мелким), вынесенным за пределы промысловой площади.

G. Makarenko.

2. TO THE TECTONICS OF THE NEW GROZNY OIL FIELD.

(*Report at the Plenary Meeting of the Second Conference*).

Summary.

In his report *G. Makarenko* noted that the information obtained from the boring (chiefly for the seams underlying seam XVI) which is so rapidly developing during recent years in the New Grozny Field, allows to draw a series of new conclusions both on the geological structure of the field and the direction of further boring operations.

At the beginning of his report, on dwelling upon the results of the application of carottage works in the wells drilled, *G. Makarenko* noted the enormous service rendered by electrical carottage applied to the establishment of the structural details of the

region. The applied methods of electrical surveying, due to the rapidity of operation and simplicity of technical managing, on the one hand, and the wholly sufficient accuracy obtained in establishing the guide horizons, besides the easy use of electrical diagrams, on the other, to a considerable measure reduced the core drilling, almost supplanting it (see fig. 1).

An important rôle in the work of properly correlating the drill records has played a general measurement of the curvature of rotary wells. Measurement of the direction of the deviation of holes by different methods, of which the electrical method proved to be the best, showed that in the majority of holes the greatest part of displacements of the hole bottom are directed up the bedding dip, which allowed by correlation based on a number of features to define the real position of the bottom of most of the holes. In result of this an approximately correct idea of the subsurface tectonics of the field was obtained (see map of tectonic relief of the roof of seam XVI composed in 1932 by *M. Karpenko* and *G. Makarenko*, fig. 2).

Summing up the extensive materials on the deep wells sunk in the New Grozny Field, exposed by him, the speaker advanced a series of principal inferences following from the examination ot these materials, namely:

All the previous suppositions as to the possibility of an overthrust structure of the New Grozny fold are wholly confirmed as concerns the western half of the fold.

The real position and angle of dip of the thrust plane can thus far not be established with accuracy. The single doubtless fact at our disposal seems to be the existence of an inclination of this plane towards the north. The possibility is not excluded of the discovery of this plane at considerable depths in wells located in the eastern half of the field.

The thrusting of the western half upon the northern limb resulted in the formation of a series of transverse disruptions. As movement took place upwards along an inclined plane the western half of the region was uplifted above the eastern, this uplift being of a step-like character (fig. 4). The central part of the field being broken by a series of step faults with horizontal displacement, this condition was the cause of that the fold has been regarded by previous observes as consisling of two domes.

In discussing the questions arising in connection with the new data revealed by boring, the speaker noted the principal problems which are to be solved as soon as possible.

1) It is indispensable to define the strict position in space of the thrust plane, as well as the tectonics of the underthrusted part of the fold and the occurrence of oil in it, connected with the tectonics. The solution of this problem requires forced boring of new wells along the already existing two principal deep prospecting profiles.

2) The present condition of the field claims for a maximum tempo in the prospecting of the Maikop series. The above given information on the tectonics of the region shows that the eastern half is more favourable for drilling for the Maikop series, as compared with the western.

3) The strong compression of the fold and its considerable complication by a series of faults suggest the idea of that the details of the geological structure of the field, ruling the direction of further works, may be revealed exclusively by prospect boring not only within the presently developed area, but beyond its limits, too.

III. СТАРО-ГРОЗНЕНСКАЯ ПЛОЩАДЬ.

III. OLD GROSNV OIL FIEID

Н. Г. Донсков.

3. ИТОГИ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ 1932 г. НА СТАРО-ГРОЗНЕНСКОЙ ПРОМЫСЛОВОЙ ПЛОЩАДИ.

(*Доклад на пленуме второй конференции*).

Буровые работы 1932 г. Старо-Грозненской площади, за небольшими исключениями, преследовали исключительно разведочные цели. Программа этих работ была построена с таким расчетом, чтобы закончить в 1932 г. бурение скважин, которые выяснили бы нефтеносность XIV—XVI пластов в Соленой балке и на южном крыле складки в центральной и западной частях района. Это осуществлялось бурением скв. №№ 9/0, 5/233, 90/0, 52/0, 9/128, 6/113, 8/128 и 3/116.

Первостепенной же задачей программы 1932 г. было окончание начатой в прошлые годы разведки глубоких горизонтов ниже XVI пласта (майкопская свита). Разведочные работы на западе района, на основании полученных в прошлые годы данных, имели целью отыскание майкопской свиты в первичном залегании, а также выявление нефтеносности поднадвиговых спаниодонтелловых и спириалисовых слоев. Для этого бурились переходящие с прошлых лет скв. №№ 4/14, 7/30, 5/79, 4/66 и были заложены новые скв. №№ 4/127, 7/118, 2/89, 3/98, 3/99, 5/83, 2/131 и 2 западная. Кроме того, в конце II квартала 1932 г., организованным при тресте Комитетом по вторичным методам эксплоатации были отпущены средства для бурения 3 разведочных скважин для нужд будущего рудника и изучения физических свойств пород продуктивной толщи. Для этого были заложены скв. №№ 3/23, 1/22 и 20/39. За истекшие 11 месяцев 1932 г. законченные скважины дали следующие результаты:

Скв. № 5/233 углублялась разведочно с XII на XIV пласт, для выяснения его нефтеносности в Соленой балке. После закрытия воды под XIII пластом скважина повидимому вскрыла только верхнюю часть XIV пласта. Вскрыть весь XIV пласт до подошвы не удалось, вследствие оставленного на забое долота, выловить которое было технически невозможно. Несмотря на столь неблагоприятные условия, скв. № 5/233 при испытании вскрытой части XIV пласта показала начальную суточную добычу 1,5—5 *т* безводной нефти и была сдана в эксплоатацию.

Скв. № 9/0 также углублялась с XII пласта на XIV для выяснения нефтеносности его в центральной части Соленой балки. Там-

понаж в скважине был произведен под XIII пластом. Вскрытый XIV пласт на всю мощность показал начальную суточную добычу 10—30 *т* безводной нефти с большим выделением газа, доходящим до фонтанных выбросов.

Скв. № 90/0 нужно считать законченной разведку XIV пласта Соленой балки, причем, учитывая полученные из ранее проведенных на XIV пласт скв. №№ 54/147, 1/233, 1/232, 43/0 данные, надо считать, что XIV пласт в Соленой балке по всей площади нефтеносен и может разрабатываться с получением механизированной добычи в пределах прежнего контура XI и XII пластов.

Скв. № 52/0, бурившаяся разведочно для выяснения нефтеносности XVI пласта центральной части Соленой балки, с проектного пласта дала горячую переливающуюся пластовую воду, по химическому составу аналогичную воде, полученной в скв. № 1/233. Наличия переливающей воды в XVI пласте в двух скважинах Соленой балки и отсутствия промышленной нефти в этом же пласте в скв. № 4/420, пробуренной в 1931 г., вполне достаточно для разрешения поставленной задачи. Поэтому запроектированная на XVI пласт скв. № 52/0 с программы бурения снята. В будущем эксплоатационное бурение на XVI пласт может вестись только на запад от 28—14-го участков.

Скв. № 9/128 бурилась на XVI пласт с целью выяснения контура нефтеносности его на южном крыле складки в центральной части района. Проектный пласт дал пластовую воду с неоттартывающимся уровнем в 100 — 150 *м* от устья скважины. Данные скв. № 9/128 и скважин, ранее пробуренных на этот же пласт, дают возможность точнее указать южную границу продуктивного целика XVI пласта в центральной части. Кроме того, скв. № 9/128 попутно выполнила вторую задачу — разведку нефтеносности XIV пласта. Полученные ею результаты наиболее удачны из всех проведенных в этой части района скважин. Скв. № 9/128 с зацементированным XVI и XV пластами с XIV пласта дает безводную добычу от 5 до 10 *т* нефти в сутки. Это дает возможность расширить на юг существующий до сего времени контур XIV пласта.

Скв. № 8/128, спроектированная на XIV пласт, вследствие аварии с инструментом, который извлечь не удалось, задачи не выполнила и ликвидирована.

Скв. № 6 113 бурилась для выяснения контура нефтеносности XIV пласта на южном крыле в восточной части района. Произведенным испытанием был установлен приток воды в скважину, причем место его не удалось выяснить из-за отсутствия станка. Скважину временно консервировали.

Таким образом, вопрос о границе контура XIV пласта для этой части района пока остается открытым. Вместе с тем, судя по кароттажу и колонке, а также данным скв. № 2/128, пробуренной в 1931 г., надо полагать, что XIV пласт в этой части района еще нефтеносен. Полученная в скв. № 6/113 при испытании XIV и XIII пластов вода повидимому проникает в скважину из-за тампо-

нажной колонны, так как по химическому составу вода похожа на смесь верхних вод.

Скв. № 3/116 предполагалась бурением на XVI пласт, с целью выяснения его насыщенности нефтью за пределами существующих участков, на южном крыле западного погружения складки. На основании данных скв. № 7/118, расположенной в этой части района, но выше по падению, где пройденный XVI пласт по данным кароттажа признаков нефтеносности не показал, скв. № 3/116 сняли с программы 1932 г. с тем, чтобы в 1933 г. ее ликвидировать.

Таким образом разведочное бурение 1932 г. по оконтуриванию ныне эксплоатируемых пластов нужно считать для Старо-Грозненского района окончательным. В последующие годы второго пятилетия можно только вести эксплоатационное бурение на не разбуренных целиках.

Скважины, разведывающие глубокие горизонты к настоящему моменту дали следующие результаты:

Скв. № 4/14, бурившаяся на майкоп, на глубине 1 400—1 430 *м* встретила плоскость надвига и вошла в крутопоставленные пласты поднадвиговой спаниодонтелловой свиты, по которым было пройдено до глубины 1 550 *м*. Пройденные породы поднадвиговых горизонтов в скв. № 4/14 признаков нефти не обнаружили. Это вполне понятно, так как проходимые породы, за малыми исключениями, были выражены глинами. На глубине 1 550 *м* в скважине остался оборванный инструмент, выловить который не удалось, вследствие чего скважину ликвидировали, предварительно испытав вышележащие XVII и XVI пласты, которые притоков нефти не дали.

Скв. № 4/66, пробуренная до глубины 1 218 *м*, была ликвидирована из-за сильных обвалов, борьба с которыми в течение 8—9 месяцев результатов не дала; забой скважины находится в слоях верхнего майкопа, которые начались с глубины 1 140—1 170 *м*.

Скв. №№ 4/127, 7/118, 2/89, 3/98, 3/99 и 2/131, начатые в 1932 г. для разведки майкопской толщи, результатов пока еще не дали. Забои их пока еще находятся в слоях ныне разрабатываемой толщи.

Скв. №№ 5/83 и 2/западная бурением еще не начаты.

Самыми интересными скважинами из бурившихся на майкоп как в смысле выявления тектоники, так и в отношении нефтеносности глубоких горизонтов, являются скважины №№ 5/79 и 7/30.

Скв. № 5/79, пройдя нормально залегающие спаниодонтелловую и спириалисовую свиты, на глубине 1 070—1 090 *м* вошла в слои верхнего майкопа, с падением, аналогичным вышележащим слоям. На глубине 1 150—1 135 *м* скважина встретила плоскость надвига и вошла в круто-поставленные спириалисовые слои. При дальнейшем бурении на глубине 1 245 *м* был встречен нефтяной песок, давший фонтанные выбросы парафинистой нефти. Для испытания встречного пласта песчаника было произведено закрытие воды на глубине 1 209 *м*. При глубине 1 262 *м* производилось испытание пробным тартанием. Скважина периодически фонтанировала и поднимала песчаные пробки, что не давало возможности даже растартать скважину поршнем.

Попытки извлечь из скважины 6-дм. (152-*мм*) сетку не удались, и скважину стали углублять. Углубление удалось довести только до глубины 1 384 *м*. Скважина была остановлена из-за сильных обвалов и оставшихся коронки и инструмента, которые затрудняли дальнейшее бурение, Затем скважина была промыта нефтью до глубины 1 253 *м* и 5/XI 1932 г. сдана в эксплоатацию.

При спуске насосных труб она периодически фонтанировала, выбрасывая по 5—10 *т* чистой нефти. Работая 2-дм. (51-*мм*) насосом, скважина за 10—12 часов дает 50 *т* безводной нефти. Нормальная эксплоатация затрудняется запарафиниванием насоса. *Данные, полученные скв. № 5/79, о наличии нефти в поднадвиговом песчанике дают возможность предполагать присутствие нефти и в остальных песчаниках поднадвиговой свиты.* Выбросы в 20—50 *т* нефти, длящиеся уже около 4—5 месяцев, а также значительное выделение газа и отсутствие воды характеризуют встреченный песчаник как вполне рентабельный для промышленной разработки пласт.

Скв. № 7/30 на глубине 1 707 *м* вскрыла под надвигом в спириалисовых слоях нефтяной песчаник, продолжавшийся до глубины 1 800 *м* и давший среднюю вытяжку нефти. Признаки нефти в песчаниках поднадвиговой спаниодонтелловой свиты показала скв. № 216/51 в 1931 г. Все это создает для Старо-Грозненского района вполне надежные перспективы для поддержания кривой добычи, резко снизившейся за последние годы.

Поэтому, *первоочередной задачей треста в ближайшие годы является окончательная разведка поднадвиговых горизонтов, которые, возможно, обладают большими запасами нефти.*

Разведочное бурение рудничной скв. № 3/23 дало вполне благоприятные результаты в смысле обеспечения будущего рудника большой производительностью 2-го водоносного и 3-го водоносного пластов. Скв. № 3/23 после исследовательских работ сдана в эксплоатацию с 3-го водоносного пласта с добычей 25—30 *т* безводной высокосортной нефти.

По скв. № 1/22 результатов еще не получено. Она бурится для изучения физических свойств пластов.

Кроме указанного, в 1932 г. в районе заложена и начата проходкой на выходах первых спаниодонтелловых песчаников в Мамакаевской балке опытная штольня. Проведение штольни преследует чисто-научные цели. В ней можно будет поставить ряд опытов для разрешения вопросов, связанных со вторичными методами эксплоатации, а также подготовить кадры рабочих и специалистов для проведения будущего рудника.

Н. Г. Донсков

4. К ПРОГРАММЕ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА СТАРО-ГРОЗНЕНСКОЙ ПРОМЫСЛОВОЙ ПЛОЩАДИ В 1933 г.

(*Из материалов второй конференции*)

Прежде чем изложить программу разведочных работ на 1933 г. и перспективный план их развития на Старо-Грозненской нефтяной площади в последующие годы второго пятилетия, необходимо хотя бы кратко изложить целевую установку и подвести итоги разведочных работ, производившихся в районе с момента национализации по настоящее время.

Благодаря длительной разработке Старо-Грозненской площади без определенной системы в расположении скважин, без правильного и строгого соблюдения горизонтов закрытия вод, общее состояние района к моменту национализации характеризовалось значительным истощением и обводнением почти всех эксплоатационных пластов. Таким образом, для поддержания и сохранения промышленной жизни района и обеспечения сырьевой базы страны перед районом возник ряд весьма важных и неотложных задач:

1) Разбуривание нетронутых до национализации целиков эксплоатационных пластов спаниодонтелловой и спириалисовой свит.

2) Выяснение контуров нефтеносности XI—XII пластов Соленой балки и XIV—XVI пластов в центральной и восточной части района, а также выявление отдельных целиков, не затронутых обводнением.

3) Изучение тектоники северного крыла складки и выяснение его продуктивности.

4) Разведка пластов, залегающих ниже XVIII пласта (на майкопскую свиту).

В первые годы национализации, вследствие применения исключительно ударного бурения, неглубокими скважинами первая задача почти полностью была разрешена, а вторая и третья—только частично. На долю введенного с 1925 г. вращательного бурения выпала самая важная и трудная задача разведки глубоких горизонтов, причем начало осуществления ее в районе относится только к середине 1927 г.

Для характеристики результатов разведочного бурения за истекшие годы необходимо остановиться хотя бы в общих чертах на отдельных скважинах, давших наиболее интересный и ценный в этом направлении материал.

Поскольку разрешение первой задачи осуществлялось исключительно бурением эксплоатационных скважин, необходимо отметить те скважины, которые попутно дали новое в геологии района.

Скв. № 4/30, проведенная на XIV пласт на южном крыле складки, признаков нефтеносности не показала. XIV пласт был выражен плотным кварцевым песчаником и оказался сухим, в то время как

вблизи расположенные скважины с XIV пласта дают безводную нефть до 25 *т* в сутки, и пласт выражен довольно рыхлым песчаником.

Скв. № 51/0, проведенная в 1932 г. до XII пласта в купольной части Соленой балки в 100—150 *м* от скв. № 6/0, фонтанировавшей в свое время и теперь дающей с XI пласта безводную нефть, обнаружила XI и XII пласты, выраженными на всю мощность песчаными слюдистыми глинами с тонкими прослоями серого песка без малейших признаков нефти. Эти данные дают возможность объяснить наблюдающуюся неравномерную насыщенность эксплоатируемых пластов не только мелкими дизъюнктивными нарушениями, не обнаруживаемыми при бурении скважин, но и фациальными условиями.

В западной части Соленой балки в районе 417—416-го участков из скв. №№ 1/417, 4/416 и 7/417 с XI—XII пластов была получена вода высокой минерализации с содержанием хлора до 20 *г* на 1 *л*, в то время как в скв. № 6/417 с XII пласта эксплоатируется безводная нефть.

Бурением скв. № 5/417 было установлено, что указанная вода проникает в XI и XII пласты этой части района из верхнесарматских слоев, которые благодаря надвигу оказались в контакте со спириалисовыми. В 1932 г. скв. № 1/52 в центральной части района, пробуренная на северном крыле складки, окончательно подтверждает данные, полученные на 417—416 участках.

После прохождения растянутого благодаря крутому падению 2-го водоносного пласта, на глубине 340 *м* скважина вошла в круто-поставленные слои среднего сармата (глины с тонкими прослоями песка). Так как дальнейшее бурение было нерационально, скважину остановили для испытания пройденных пластов. При пробном тартании была получена вода высокой минерализации, с неоттартывающимся уровнем. После цементировки забоя для разобщения скважины от поднадвиговых слоев сармата, скважина дает до настоящего времени безводную легкую нефть в количестве 20—25 *т* в сутки.

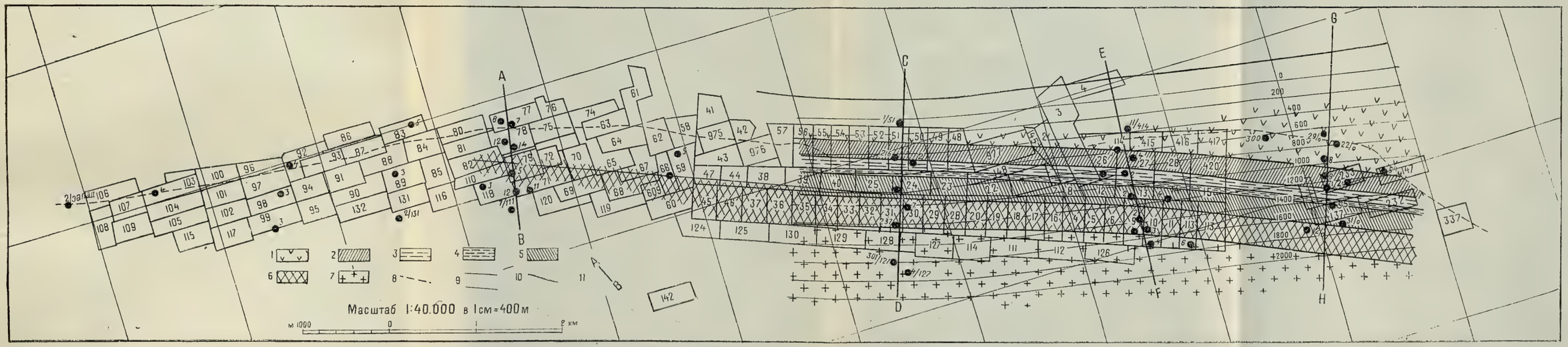
Осуществление второй и третьей задач, как уже упоминалось, частично пало на долю ударного бурения, где проектные глубины скважин не превышали 800—900 *м*. Вращательным бурением в первое время хотя и были получены положительные результаты по отдельным глубоким скважинам для разных пластов, которые как будто расширяли перспективы района, но решить полностью задачу оконтуривания, а также и другие—не удалось, вследствие большого процента неудачного бурения из-за аварий и большого искривления скважин вверх по восстанию.

Вследствие искривления скважины попали в заведомо нефтеносную часть пластов и тем самым потеряли разведочное значение.

Скв. №№ 292/128, 304/129 и 330/31, вследствие сильного искривления, дренируют заведомо нефтеносную площадь XVI пласта.

Таким образом, только к концу первой пятилетки удалось разрешить полностью вопрос оконтуривания XIV и XVI пластов на

юге складки, выявить и наметить границы нефтеносности XI—XII—



1 — акчагыл и верхний сармат (Akchaghylian and Upper Sarmatian).
2 — средний сармат и грозненские слои (Midlle Sarmatian and Grozny beds).
3 — средний сармат и криптомактровые слои (Midlle Sarmatian and Cryptomactra beds).
4 — нижний сармат — синдесмиевые и слои с *Mactra fragilis* (Lower Sarmatian — Syndesmia and beds with *Mactra fragilis*.
5 — спаниодонтелловые слои (Spaniodontella beds).
6 — спириали совыеслои (Spirialis beds).
7 — майкопские слои (Maïkop beds).
8 — ось антиклинали (Anticlinal axis).
9 — изогипсы плоскости надвига (Isogypsums of the thrust plans).
10 — предполагаемая линия выхода плоскости надвига на поверхность (Supposed line of the projection of the thrust plane on the surface).
11 — линия поперечного разреза (Line of transverse section).

Фиг. 8

юг и осложнено надвигом (см. фиг. 9, 10, 11 и 12).

Самой интересной из них является скв. № 303/51 (фиг. 10), которая после прохождения нормальной смены пород, соответствующей по

вблизи расположенные скважины с XIV пласта дают безводную

ления, дренируют заведомо нефтеносную площадь XVI пласта.

Таким образом, только к концу первой пятилетки удалось разрешить полностью вопрос оконтуривания XIV и XVI пластов на

юге складки, выявить и наметить границы нефтеносности XI—XII—XIV—XVI пластов Соленой балки, а также XII и X пластов на западе района.

Разведка XIV и XVI плстов Соленой балки осуществлялась скв. №№ 1/233 (XIV и XVI), 2/233 (XIV), 54/147 (XIV), 43/0 (XIV), 18/0 (XIV), 31/0 (XIV), 5/233 (XIV), 9/0 (XIV), 50/0 (XIV) и 4/420 (XVI).

Скважины, пробуренные на XIV пласт, за исключением скв. №№ 18/0 и 31/0, дали безводный приток нефти от 4 до 30 *т* в сутки. Скв. №№ 9/0 и 1/232 фонтанировали с XIV пласта, что выявило новый промышленный целик в Соленой балке, контур нефтеносности которого совпадает с изогипсой 600. XVI пласт в скв. №№ 1/233 и 50/0 дал горячую переливающую воду, в скв. № 4/420 оказался сухим, а в скв. № 55/137 XVI пласт не испытывался, но по данным кароттажа и пород, отобранных коронкой, признаков нефти обнаружено не было. Таким образом, эксплоатационное бурение на XVI пласт в Соленой балке нерационально, и его можно вести только на запад от 28—14-го участков.

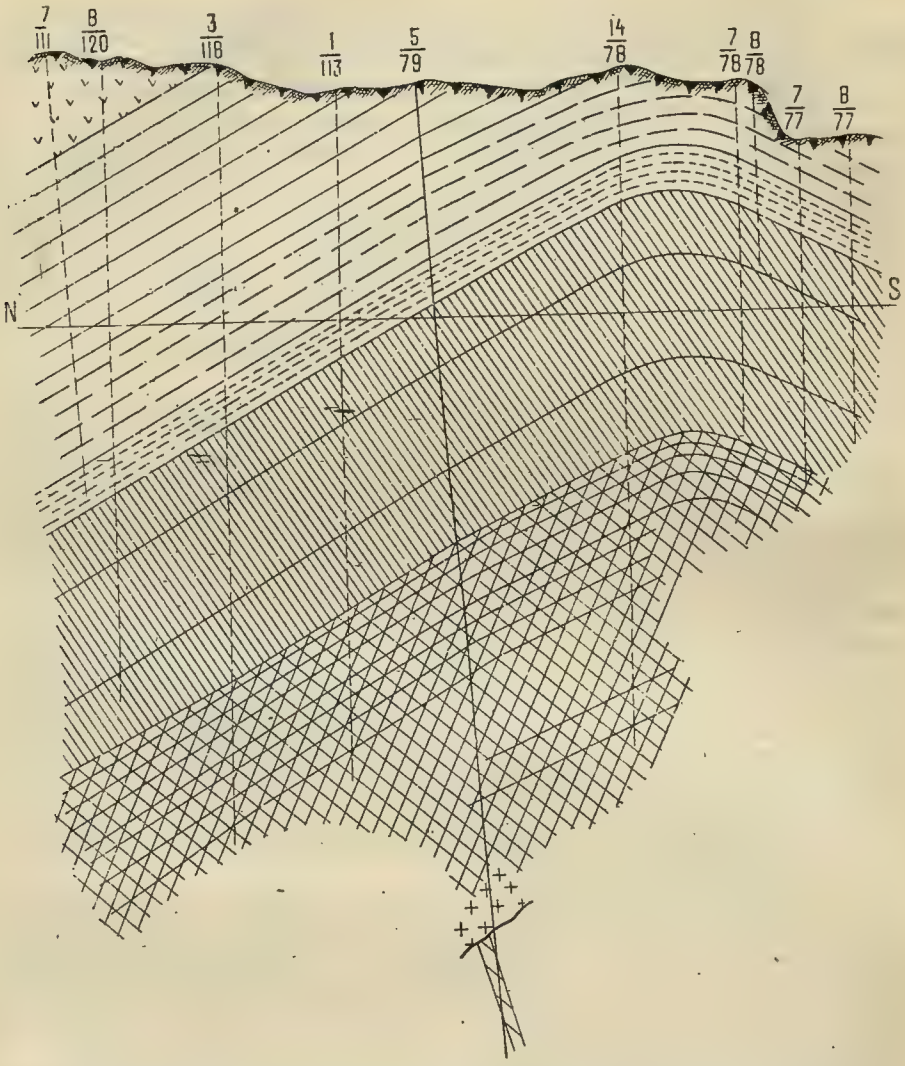
Оконтуривание XIV—XVI пластов на южном крыле складки в последние годы осуществлялось скв. №№ 3/116 (XIV), 9/128 (XVI), 8/128 (XIV) и 6/113 (XIV). Скв. № 9/128 с XVI пласта дала пластовую воду с неоттартывающимся уровнем в 100—150 *м* от устья. После цементировки XV и XVI пластов скважина с XIV пласта дает безводную нефть 5—7 *т* в сутки. Скв. № 3/116 XIV пласт не испытывала, так как данные колонок и кароттаж признаков нефти в XIV пласте не показали. Кроме того, предположенное углубление в 1932 г. на XVI пласт отложено на основании данных, полученных из скв. № 7/118, в которой XVI пласт оказался выраженным глинистой фацией без признаков нефти. В скв. № 6/113 при испытании XIV пласта, который был выражен нефтяным песчаником и при кароттировании дал максимальное сопротивление в 11 Ω, была получена вода, по химическому составу близкая к смеси спаниодонтелловых вод. Место притока еще не выяснено, но нужно полагать, что XIV пласт в этой части района воды не содержит. Скв. № 8/128 задачи не выполнила из-за аварии, но этот пробел восполнен данными скв. № 9/128.

На основании вышеуказанных данных, удается уточнить контуры нефтеносности XIV и XVI пластов на южном крыле складки, которые проходят между изогипсами 300 и 400. Разведочным бурением скв. № 10/131-а на дальнем западе установлено наличие промышленной безводной нефти в XII пласте, что дало возможность значительно расширить на юг контур указанного пласта.

Разведка тектоники северного крыла складки за истекший период осуществлялась бурением скв. №№ 190/51, 1/51, 303/51, 2/51, 184/977, 331/977, 2/41-а, 2/61-а, 3/92, 7/0, 14/0 и 1/147, причем ими было установлено, что северное крыло в небольшом удалении от оси складки переходит в крутое падение, а местами опрокинуто на юг и осложнено надвигом (см. фиг. 9, 10, 11 и 12).

Самой интересной из них является скв. № 303/51 (фиг. 10), которая после прохождения нормальной смены пород, соответствующей по

мощности и характеру спаниодонтелловым песчаникам до V пласта, с глубины 383 *м* вошла в криптомактровые, местами перемятые,

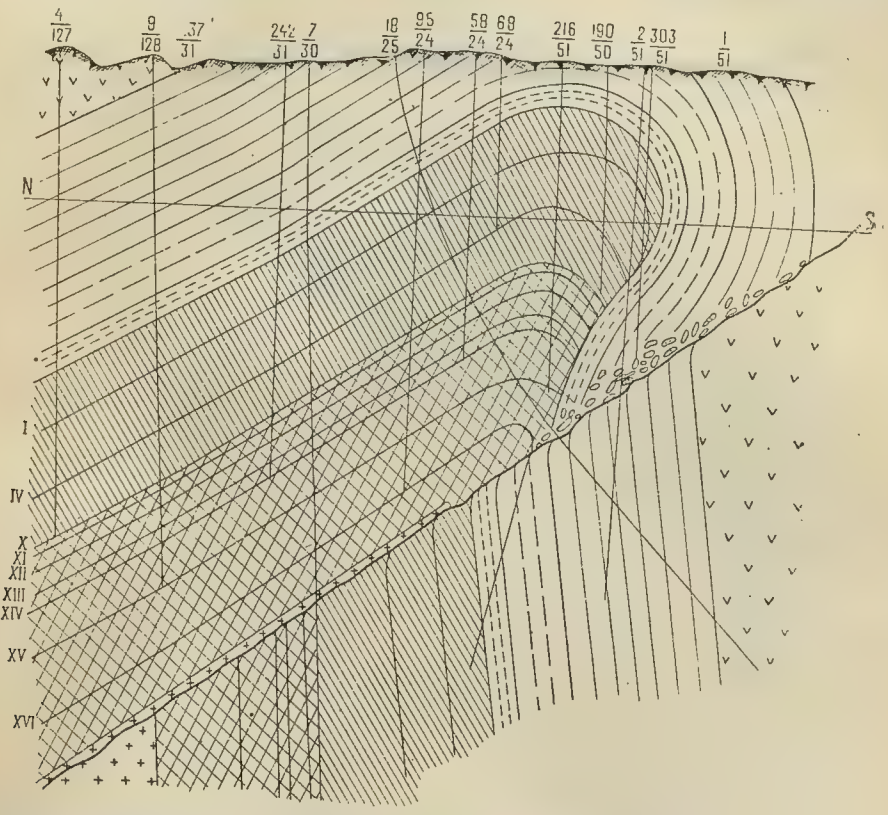


Фиг. 9. Разрез по линии *AB* (см. фиг. 8)—Section along the line *AB* (see fig. 8).

глины с углом падения 60-80°, по которым прошла до глубины 639,6 *м*. Здесь были встречены первые прослойки песка и бурой глины спаниодонтелловых слоев (здесь была найдена *Spaniodontella*). С глубины 661,4 *м* скважина вскрыла нефтяной песчаник, давший фонтанные выбросы нефти.

На основании этих данных, вначале сложилось представление о возможном существовании продуктивной складки под перекрывающим северным крылом, в связи с чем вырисовывались некоторые перспективы разработки северного крыла.

Последующими работами эти предположения не оправдались, а встреченные пласты песчаника оказались не чем иным,

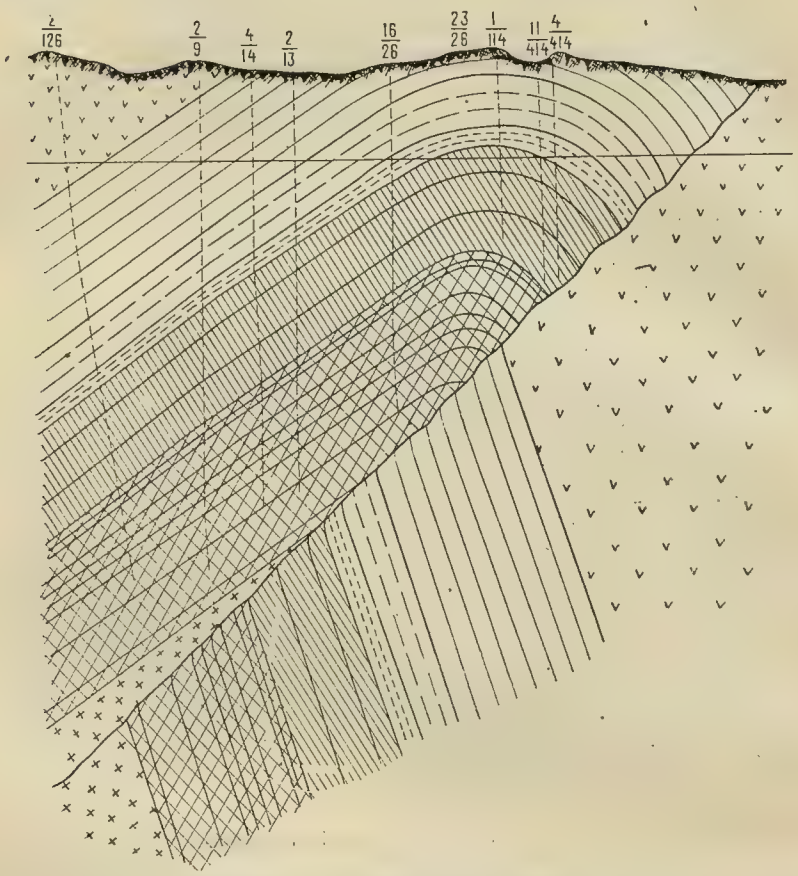


Фиг. 10. Разрез по линии CD (см. фиг. 8) — Section, along the line CD (sec fig. 8)

как оторванными от основной складки в момент надвигания южного крыла на северное кусками насыщенных нефтью песков, затертыми в глинах сармата у плоскости надвига.

Как уже упоминались, глубокое разведочное бурение для отыскания новых горизонтов ниже XVIII пласта (майкопская свита) начало осуществляться с средины 1927 г.; для этого была заложена в центральной части района на южном крыле складки скв. № 293/32. Так как в период бурения этой скважины вопрос об искривлении не получил еще должного освещения, она была искривлена. Попав, повидимому, на северное крыло при прохождении нижних спириалисовых песчаников, скв. № 293/32 дала фонтанный выброс, кото-

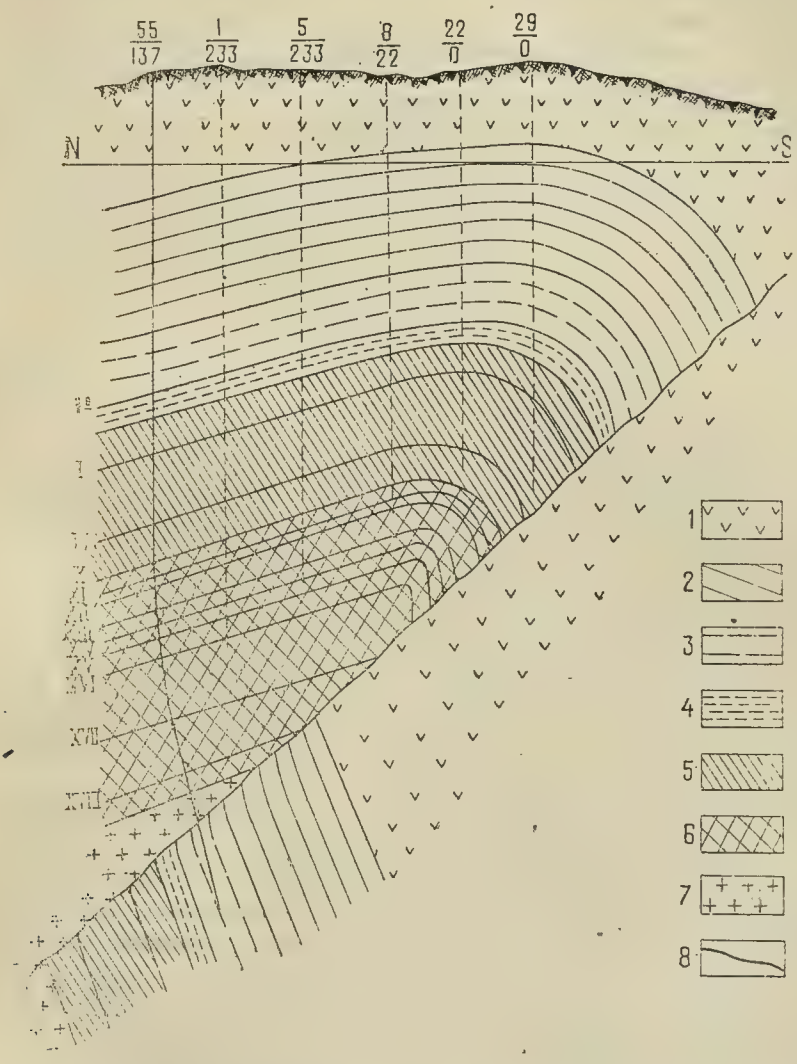
рый условно был отнесен к XVII пласту. Следующая скв. № 18/25, заложенная в одинаковых условиях со скв. № 293/32, была проведена до глубины 1 775 *м*, и намеченной задачи не выполнила из-за большого искривления (горизонтальное смещение забоя—950 *м*). Она вошла в верхнесарматские слои поднадвиговой толщи северного крыла.



Фиг. 11. Разрез по линии *EF* (см. фиг. 8 и 12)—Section along the line *EF* (see fig. 8).

Одновременно со скв. № 18/25, для разведки XVI пласта Соленой балки была начата углублением скв. № 55/137 (фиг. 12), проведенная ударным способом до XI пласта. После вскрытия XVI пласта, который оказался без признаков нефтеносности, скважину решено было провести ниже, для разведки нижних спириалисовых пластов. На глубине 1 541 *м* скважина вошла в глины криптомактровых слоев (условно). По этой глине скважина прошла до глубины 1 728 *м* и была остановлена из-за обрывов инструмента. Та-

ким образом, скв. № 55/137 дала весьма ценный материал по разведке восточной части района, обнаружив надвиг со значительной амплитудой перемещения.



Фиг. 12. Разрез по линии *GH* (см. фиг. 8)—Section along the line *GH* (see fig. 8). *1* — акчагыл и верхний сармат — Akchaghylian and Upper Sarmatian; *2* — средний сармат и грозненские слои — Middle Sarmatian and Grozny beds; *3* — средний сармат и криптомактровые слои — Middle Sarmatian and *Cryptomactra* beds; *4* — нижний сармат — синдесмиевые слои и слои с *Mactra fragilis* — Lower Sarmatian *Syndesmia* beds and beds with *Mactra fragilis*; *5* — спаниодонтелловые слои — *Spaniodontella* beds; *6* — спириалисовые слои — *Spirialis* beds; *7* — майкопские слои — Maikop beds; *8* — линия надвига — Thrust line.

Поскольку предшествующие разведочные работы майкопской свиты не обнаружили, она оставалась попрежнему terra incognita для района.

Вместе с тем разрешение проблемы подготовки новых эксплоатационных площадей, вследствие большого истощения и обводнения эксплоатировавшихся горизонтов, для Старо-Грозненской площади приобрело актуальное значение.

В 1930 и 1931 гг. был заложен ряд нулевых и углубляющихся скважин на майкопскую свиту (№№ 4/66, 7/30, 4/14, 16/26 и 5/79), которыми в 1932 г. было обнаружено надвиговое строение всей части района от Соленой балки до 79-го участка, причем перекрытая южным крылом поднадвиговая часть залегает под углом 60—70° (см. фиг. 9, 10, 11 и 12). Амплитуда надвига в районе Соленой балки достигает ∾ 1 000 *м* и постепенно уменьшается на запад. В разрезе скв. № 7/30 она равна около 450 *м*.

Плоскость разрыва проходит по верхам майкопской свиты и наклонена на юг, под углом 40—45°, причем наблюдается слабое поднятие ее с востока на запад (см. фиг. 8). Наиболее интересными из перечисленных скважин в отношении разведки глубоких горизонтов является скв. №№ 5/79, 7/30 и 216/5.

Скв. № 5/79 (фиг. 9) после прохождения нормально-залегающих слоев спаниодонтелловой и чокракско-спириалисовой свит на глубине 1 070—1 090 *м* вошла в слои верхнего майкопа с падением, аналогичным вышележащим слоям. На глубине 1 150—1 135 *м* скважина встретила плоскость надвига и вошла в крутопоставленные слои спириалисовой свиты. При дальнейшем бурении на глубине 1 245 *м* был вскрыт нефтяной песок, давший фонтанные выбросы легкой парафинистой нефти. Произведенным испытанием встречного пласта песка, при общей глубине скважины 1 252 *м*, полностью выяснить нормальную производительность пласта не удалось, так как скважина выбрасывала нефть и ставила песчаные пробки.

Эту скважину было решено углубить, что и удалось сделать до глубины 1 384 *м* с большими трудностями. Углублять скважины ниже 1 384 *м* не удалось из-за оставленных на забое колонкового бура и инструмента, а также сильных обвалов. Проследить разрез скважины от 1 252 *м* до указанной глубины отбором пород колонковым буром и кароттажем не представилось возможным по тем же причинам. Для вторичного испытания встреченного песка, который кончился по данным кароттажа на глубине 1 270 *м*, скважину промыли до 1 253 *м* нефтью и сдали в эксплоатацию 5/XI 1932 г. При работе 2-дм. (51-*мм*) насоса скважина часто фонтантирует, причем отдельные выбросы за непродолжительный период достигают 20—55 *т* безводной нефти с большим выделением газа. Нормальная эксплоатация затрудняется запарафиниванием насоса.

Скв. № 7/30 (фиг. 10) на глубине 1 250—1 300 *м* также встретила плоскость надвига и вошла в крутопоставленные верхние слои спириалисовой свиты. С упомянутой глубины скважина проходила крутопоставленные (70—85°) бурые глины с тонкими прослоями серого песчаника, местами слабонефтяного, и на глубине 1 707 *м*

вошла в кварцевый мелкозернистый (пористость 20—22%), довольно плотный нефтяной песчаник, давший среднюю вытяжку нефти. По встреченному песчанику было пройдено до глубины 1805,7 *м*, где скважину остановили для подготовки к испытанию встреченного пласта нефтяного песчаника.

Таким образом, хотя бурением скв. №№ 5/79, 7/30, а также 216/51 и остальных и не разрешена задача определения продуктивности майкопской свиты на Старо-Грозненской площади, все же получено много ценного геологического материала, дающего возможность дать направление будущей разведке на майкопскую свиту (см. фиг. 9 и 10). Имеются также перспективы получения промышленной добычи из поднадвиговых спириалисовой и спаниодонтелловой свит.

Полученный материал из глубоких разведочных скважин дает возможность предполагать наличие майкопской свиты в первичном залегании в западной части района; эти соображения, а также необходимость увязки данных в поперечных разрезах были причиной того, что программой 1932 г. почти все глубокое разведочное бурение было сосредоточено на западе района—скв. №№ 3/99, 5/83, 2/89, 7/118, 3/98, 2/131 и 2/западная. На юге центральной части района для пополнения данных, полученных скв. № 7/30, заложена скв. № 4/127 (фиг. 10). Перечисленные скважины результатов пока еще не дали, забой их находится в продуктивных горизонтах наднадвиговых свит.

Резюмируя кратко все вышеизложенное и учитывая значительное истощение и обводнение длительной эксплоатацией пластов Старо-Грозненской площади, для осуществления задач второго пятилетия району необходимо в первые же годы найти пути к решению вопроса скорейшего и наиболее полного извлечения оставшейся в пластах нефти.

Поскольку 1932 годом разведку эксплоатационных горизонтов нужно считать законченной, задачами района во втором пятилетии, для сохранения и обеспечения добычи его в будущем, будет:

1) Осуществление вторичных методов эксплоатации в районе (Мариетта, флюдинг, рудничная разработка и т. п.), с предварительным проведением всех исследовательских работ, обеспечивающих наиболее рациональный выбор того или другого метода.

2) Форсирование разведочных работ по отысканию майкопской свиты и выявлению нефтеносности поднадвиговых горизонтов.

Первые попытки осуществления и внедрения новых методов эксплоатации были сделаны ранее и относятся к 1929 г., когда в Старом районе на 22-м участке в небольшом масштабе впервые был применен способ Мариетта, давший положительные результаты.

Для получения необходимых данных для проведения запроектированного нефтяного рудника, в 1931 и 1932 гг. были проведены 4 скважины с отбором сплошной колонки пород и испытанием 1, 2 и 3-го водоносных пластов. Они подтвердили наличие сплошных песчаников достаточной мощности, большое содержание в них остаточной нефти и почти полное отсутствие свободного газа.

Во II квартале 1932 г. для изучения физических свойств нефтяных пластов на 22-м участке начата бурением скв. № 1/22 на XVI пласт.

В Мамакаевской балке, на выходах первых спаниодонтелловых песчаников заложена и начата проходкой опытная штольня с целью изучения физических свойств нефтяных песков, постановки ряда опытов, связанных с новыми методами эксплоатации и подготовки кадров рабочих и специалистов для проведения будущего рудника.

Таким образом, переходя к программе разведочных работ на Старо-Грозненской площади на 1933 г., надо отметить, что задачам, разрешение которых для района приобретает актуальное значение, предшествующими работами положено хорошее начало, обеспечивающее район в ближайшие годы благоприятным исходом.

Из запроектированной цифры проходки на Старо-Грозненской площади на 1933 г. 29 374 *м*, 14 745 *м* будет использовано для разведочно-эксплоатационного бурения и 14 599 *м* для эксплоатационного. Разведочно-эксплоатационное бурение в 1933 г. в Старом районе будет вестись в следующих направлениях:

1) Продолжение разведки глубоких горизонтов поднадвиговых толщ и майкопской свиты будет осуществляться переходящими скважинами—№№ 4/127, 3/98, 5/83, 2/131, 7/118 и 3/89 и вновь закладываемыми скважинами—№№ 2/западная, 4/103, 4/92, 2/50, 25/59 и 22/60, что потребует проходки 8 975 *м*.

2) Определение рудничного поля и разрешение всех задач, связанных с проектированием его, для чего закладываются скважины №№ 1/23, 2/23, 4/146, 5/48, 6/2, 9/51, 11/54, 12/53, 13/39, 14/57 и 17/59 с 2 125 *м* проходки.

3) Определение физических свойств нефтяных горизонтов с целью получения необходимых данных для способа Мариетта и флюдинга—будут пробурены 6 скважин—№№ 30/3, 3/72, 25/59, 6/29, 4/35 и 9/28, которые потребуют 2 875 *м* проходки.

Вновь закладываемые глубокие скважины проектируются на основании ранее полученных данных, которые дают возможность предполагать, что надвиг с востока на запад постепенно затухает, и примерно от района 87—93-го участков ось складки майкопских слоев совпадает с осью среднего и верхнего миоцена. Таким образом, скважины, заложенные в 1932 г., могут встретить майкопские слои под надвигом. Поэтому в 1933 г. на дальнем западе добавляются 2 нулевых скважины: № 2/западная и № 4/103 на оси складки из расчета, что они не только разведают тектонику этой части района, но смогут кроме того, при наличии ненарушенной складки, разведать майкопскую свиту в наиболее приподнятой части брахиантиклинали.

Для дополнения профиля скв. №№ 3/99 и 3/98 в 1933 г. на северном крыле на 92-м участке закладывается скв. № 4/92, которая увяжет данные этих скважин в поперечном разрезе и в случае надвигового строения разведает нефтеносность надвиговых горизонтов.

Для пополнения данных, полученных из скв. №№ 5/79 и 7/30, и выявления нефтеносности поднадвиговых горизонтов на площади между указанными скважинами закладываются скв. №№ 26/59 и 22/60.

Увязка в поперечном разрезе полученных скв. № 7/30 данных и выяснение нефтеносности поднадвиговой спириалисовой свиты преследуется закладкой скв. № 2/50.

Шесть нулевых структурных скважин №№ 3/72, 25/59, 30/30 и 9/28, закладываемые для получения материала с целью изучения физических свойств нефтяных пластов, проектируются в наиболее насыщенной части всех ныне эксплоатируемых пластов, с тем, чтобы в продольном профиле дать исчерпывающий материал для осуществления метода Мариетта и заводнения, которые предположено применять к IV-VI-XIV и XVI пластам. Все шесть скважин бурятся до подошвы XVI пласта с отбором сплошной колонки до низов спириалисовых слоев.

Запроектированные 11 скважин для нужд будущего рудника преследуют цели: более точно установить контур нефтеносности 1-го, 2-го и 3-го водоносных пластов, определить их нефтеносность, газоносность и водоносность. Поэтому все скважины располагаются в контуре указанных пластов. Все они проводятся с отбором породы сплошной колонки от низов синдесмиевых слоев до подошвы I пласта с испытанием всех вышележащих пластов и тампонажами перед ними.

Заканчивая соображения по вопросу программы разведочных работ на Старо-Грозненской площади на 1933 г., необходимо еще раз остановиться на вопросе дальнейшего разбуривания поднадвиговой толщи.

Программа 1933 г. запроектированными скважинами не обеспечивает полностью освещение вопроса насыщенности нефтью поднадвиговых горизонтов. Практика и данные бурения последних скважин—№№ 5/79, 16/26, 7/30 и 4/14—показали, что поднадвиговая толща залегает под углом 60—90° и до глубины 1 800—2 000 *м* на выполаживание ее рассчитывать нельзя. Поэтому, как показал опыт, всякая пробуриваемая вращательным способом скважина на южном крыле складки, вследствие даже маленького искривления вверх по восстанию в поднадвиговой толще, будет стремиться итти по падению слоев, а такие условия в лучшем случае дадут возможность пересечь один или два песчаника под надвигом. Так как количество промышленно-интересных поднадвиговых песчаников исчисляется цифрой 18—20, то, принимая во внимание процент неудачного бурения и попадание разных скважин в один и тот же горизонт, в лучшем случае можно будет двумя или тремя глубокими скважинами в 1933 г. разведать 4—5 поднадвиговых горизонта.

Данные, полученные из скв. № 5/79, говорят, что поднадвиговая толща мощностью в 180—230 *м* воды не содержит и может дать вполне рентабельную добычу высокосортной нефти. Поэтому, если испытание встреченного нефтяного песка под надвигом в скв. № 7/30 дает положительные результаты, необходимо, не дожидаясь

результатов остальных скважин, в 1933 г. дополнительно заложить 2—3 чистых профиля на площади между скв. №№ 5/79 и 7/30, исключительно для разбуривания поднадвиговых слоев спириалисовой и спаниодонтелловой свит; для этого можно использовать углубку старых бездействующих скважин, которых в районе очень много. Проектные глубины этих скважин не будут превышать 1 200—1 400 *м*. Такой подход к этому вопросу не потребует больших средств и времени, а самое главное—будет быстро разрешена проблема поднадвиговой толщи.

Прилагаемые поперечные разрезы и пластовая карта (фиг. 8, 9, 10, 11 и 12), составленные на основании данных, обнаруженных в разных частях района в большом удалении друг от друга, преследуют цель дать систематическое представление о геологическом строении района.

N. Donskov.

3. RESULTS OF PROSPECT DRILLING IN 1932 IN THE OLD GROZNY PRODUCING AREAS.

4. TO THE PROGRAM OF PROSPECT WORKS IN THE OLD GROZNY PRODUCING FIELDS.

Summary.

In his reports *N. G. Donskov* noted that in 1932 the boring operations in the Old Grozny Field were, for rare exceptions, carried on exclusively with the aim of prospecting. The program of the works was so arranged, as to complete in the current year the drilling of those wells which had to establish the presence of oil in the XIV and XVI seams of Solenaia Balka and on the southern limb of the fold in the central, as well as in the eastern and western parts of the oil field.

A not less important problem of the program has been the accomplishment of the prospecting for deep horizons below the XVI seam, started in previous years, also the expansion of the prospect works in the west, on the base of previously obtained data, with the object of finding the Maikop series in undisturbed condition, and of establishing the petroliferous character of the underthrusted *Spaniodontella* and *Spirialis* beds.

Besides this, the Committee of Secondary Exploitation Methods organized in this year at the Trust, assigned certain sums for drilling 3 prospect wells for the exploration of some questions connected with the projected mine and for studying the physical properties of the rocks belonging to the productive series.

Dwelling in detail on the results of contour drilling carried on in 1932, the speaker noted that the drilling operations planned for 1933, for the contour of the presently developed seams may be regarded as definitive as regards the Old Grozny field. These drilling operations must towards the subsequent years of the second Five Year Period prepare for exploitation the still unbored virgin areas of the field.

After having described in detail the results obtained from the wells sunk for the prospecting of deep horizon. the speaker observed that, as regards revealing the tectonics and the oil occurrence in the deep horizons, the № 5/79 and № 7/30 wells are the most interesting (see figs. 8, 9 and 10). The results of the № 5/79 well having yielded from a depth of 1245 m a spout of paraffin oil from the underthrusted part, and of the № 7/30 well having struck, beneath the thrust, at a depth of 1707 m among the *Spirialis* beds an oil sand continued to a depth of 1800 m, as well as oil shows in a sandstone of the *Spanicdontella* series located in the underthrusted part and penetrated in the preceding year by the № 216/51 well, all this creates for the Old Grozny field promising prospects. not only of maintaining the production curve of the

field which has sharply declined in the preceding years, but also of giving the country new large oil deposits.

The prospect boring by the № 3/23 well sunk for mining purposes afforded wholly favourable results securing the future of a highly productive mine. Besides this, in the Old Grozny field there has been located and started working a trial drift in the first *Spaniodontella* sandstone exposed in Mamakaievskaia Balka (Ravine). The sinking of this drift in which a series of experiments connected with the problem of secondary exploitation methods are to be set up, must afford rich materials for the projecting and execution of works connected with mine development, also for the preparation of a staff of workers and specialists required for the construction of the mine.

Г. А. Максимович.

5. ФОНТАНЫ СПАНИОДОНТЕЛЛОВЫХ ПЕСЧАНИКОВ СТАРО-ГРОЗНЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.[1]

(Из материалов второй конференции).

Введение

Настоящая работа имеет своей целью собрать и, в пределах имеющихся материалов, обработать данные о фонтанах района, который существует уже 37 лет. Наличие данных об эксплоатации месторождения за столь продолжительный срок придает выводам, которые при этом будут получены, значительную надежность. Правда, материалы, использованные для настоящей работы, не всегда имеют одинаковую ценность. Это „Статистические сведения о грозненских нефтяных промыслах и грозненских нефтеперегонных заводах“ Совета Съездов терских нефтепромышленников с 1907 г. по 1919 г. включительно и ранее, *Е. М. Юшкин*: „Материалы по грозненской нефтяной промышленности“ тт. I, II и III за 1905, 1906 и 1907 гг. и позднейшие сведения Грознефти. Данные всех перечисленных источников послужили материалом для имеющихся в Геологическом бюро Грознефти карточек добычи нефти по скважинам.

Помимо чисто статистических данных были использованы буровые журналы и разрезы скважин, которые позволили, с известной, конечно, степенью точности, восстановить картину действия прежних фонтанов.

К сожалению, как уже указывалось, сведения по степени своей полноты и точности весьма и весьма различны. До 1907 г., т. е. за первые 13 лет эксплоатации месторождения, имеются лишь помесячные данные о добыче нефти. С 1907 г. по 1919 г. включительно они пополняютея еще данными о числе дней эксплоатации в месяц. Далее, по январь 1922 г. опять фигурируют лишь

---

[1] Печатаемая в настоящем выпуске работа *Г. А. Максимовича* была им представлена как материал к работам второй конференции. Спаниодонтелловая свита Старо-Грозненской нефтеносной площади является своего рода всесоюзной лабораторией вторичных методов разработки. Анализ фонтанной добычи песчаников этой свиты, дающий возможность в разрезе исторического сравнительного обзора жизни скважин определить режим пластов, представляет в настоящее время особый интерес. Без знания режима пластов невозможно составление инженерных проектов рудничной разработки и всех иных методов вторичной эксплоатации. *Ред. ком.*

помесячные данные о добыче, и только с 1/I 1922 г. налажен учет воды и числа дней эксплоатации.

Исчерпывающими сведениями о фонтанных скважинах по Старо-Грозненскому району, вернее о фонтанах Соленой балки, мы обладаем за время с мая 1922 г. Здесь уже производился ежедневный замер как добычи нефти и воды, так и давления, а также указывалось открытие фонтанных задвижек и процент загрязнения.

В литературе вопрос о фонтанах Старого района затрагивался *И. Н. Стрижовым (148, 158)*, *Н. Т. Линдтропом (127, 167, 168)*, *М. М. Чарыгиным (178)*, *Л. Г. Арутюновым (180)* и *Г. А. Максимовичем (242)*.

Роль фонтанов в добыче района.

К 1/X 1929 г. в Старо-Грозненском районе было добыто из скважин 26 383 151 *т* нефти (без озерной). Фонтанами за этот период добыто 8 092 436 *т*, или 30,7% общей добычи.

В добыче района на протяжении 37 лет существования фонтаны играют значительную роль. Эксплоатация района скважинами началась с мощных фонтанов, которыми первые 3 года и составлялась вся добыча. Затем, после некоторого снижения, добыча возрастает до максимума 1 449 220,67 *т* в 1914 г. с пиками в 1901, 1905, 1910 гг. Добыча фонтанов от максимума в 1895 г. снижается скачкообразно до 1 800,54 *т*, или 0,17% в 1912 г., затем после возрастания в 1917 г. имеет второй минимум в 1919 г. и достигает максимальной за время существования района величины в 1925/26 г., когда за счет фонтанов Соленой балки она составила 571 207,71 *т*, или 57,0%. К этому же году приурочен максимум общей добычи за период национализации (1 009 026,12 *т*). При этом в период национализации наиболее ярко видна зависимость общей добычи от фонтанов, доля которых колеблется от 40 до 57%.

Общее число эксплоатационных скважин растет от 2 в 1893 г. до 562 в 1915 г. При этом учитывались перебывавшие скважинопласты, т. е., если одна скважина в течение года перебывала на 3—4 пластах, то в подсчете и будет соответственно 3 или 4 скважины. К 1921 г. число скважин снижается до 80 и затем снова возрастает до 419 в 1928/29 г. Большие цифры перебывавших скважин до 1920 г. и особенно 1913, 1914 и 1915 гг. объясняются опробованием большого числа пластов в большинстве бурящихся скважин.

За весь рассматриваемый период число фонтанных скважин имеет минимум—2—в 1893 и 1916 гг. и достигает максимума—30—в 1902 г.

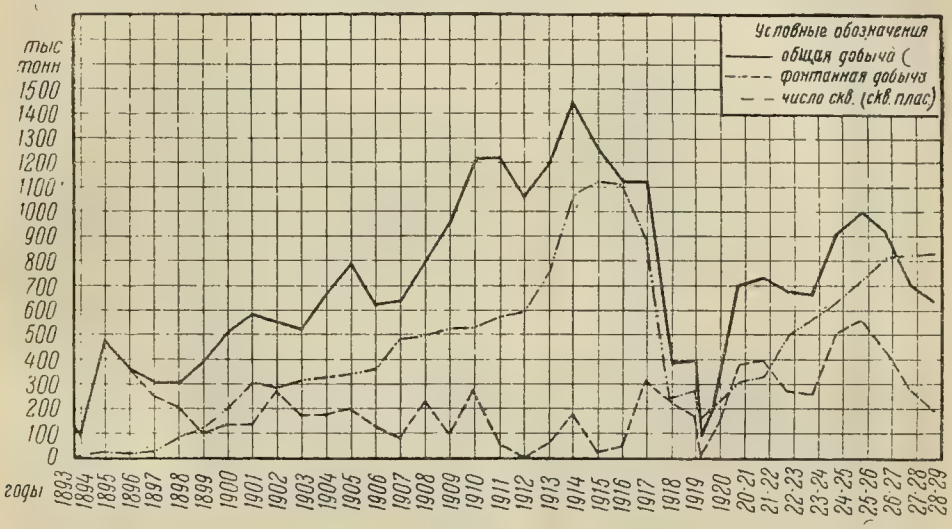
В процентном выражении фонтанные скважины составляют от 100% в начале эксплоатации до 0,36% в 1916 г., причем с 1906 г., когда общее число скважин уже становится значительным, процент их не превышает 10.

В среднем до национализации фонтанные скважины составляли 6,6% и только 3,1% после национализации. Процент фонтанной нефти в добыче до национализации был равен 24,2, а после—

47,8 или почти в 2 раза более. Это указывает на то, что фонтаны, имевшие место после национализации, были в среднем в 4 раза мощнее тех, которые были до этого.

Изменение фонтанной и общей добычи приведено на диаграмме (фиг. 13).

Фактические данные, послужившие материалом для ее построения, где приведено изменение добычи по годам, даются ниже



Фиг. 13.

в табл. 8. Данные этой таблицы указывают на то, что в среднем с начала эксплоатации района скважинами по 1/X 1929 г. фонтанная добыча составила 30,7%, хотя по числу перебывавших скважин, как среднее за это время, они составили всего 5,4%.

В Старом районе по 1/X 1929 г. эксплоатировалось 2 245 скважино-пластов, а на долю фонтанов приходится 260 скважино-пластов, или 11,8%.

Этими краткими данными мы пока и ограничимся. Заметим только, что всего в Старом районе на 1/X 1929 г. было 979 скважин, бывших с начала эксплоатации в эксплоатации. Это при 2 245 скважино-пластах дает около 2,5 пластов на каждую эксплоатировавшуюся скважину.

Рассмотрим дальше роль отдельных пластов в фонтанной добыче, район, характер фонтанов и т. д. При этом рассмотрение будем вести по свитам, т. е., вначале фонтаны спаниодонтелловой свиты, а затем спириалисовой. В настоящей работе мы затрагиваем только фонтаны спаниодонтелловой свиты.

Спаниодонтелловая свита.

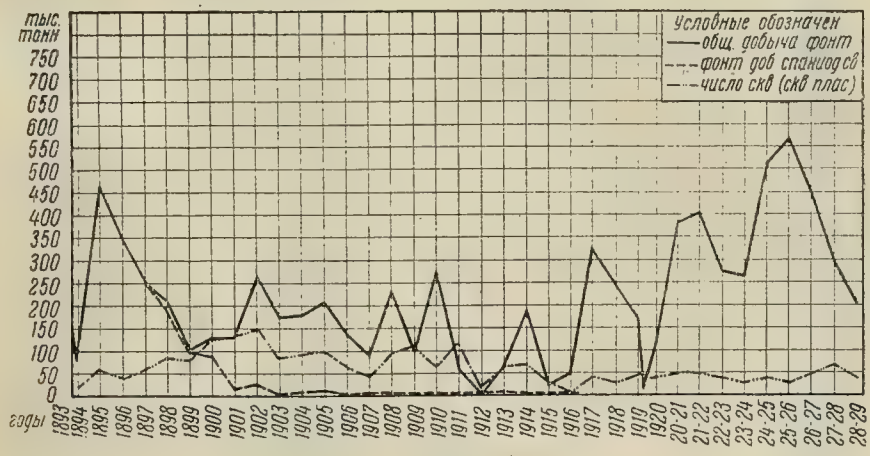
На долю 11 нефтеносных пластов спаниодонтелловой свиты приходится 1 750 527,0 *т* фонтанной нефти из общего количества полу-

Таблица 8.

Годы	Фонтаны		Механизированные		Всего		% фонтанных	
	Число скв.	Добыча нефти т	Число скв.	Добыча нефти т	Число скв.	Добыча нефти т	Скв.	Добычи
1893	2	131 043.93	—	—	2	131 043,95	100,0	100,0
1894	3	85 843,77	—	—	3	85 833,77	100,0	100,0
1895	11	465 162,25	—	—	11	465 162,25	100,0	100,0
1896	8	354 774,47	1	2 440,69	9	357 215,16	88,9	99,3
1897	11	255 023,19	1	47 965,34	12	302 988,53	91,7	84.2
1898	17	210 603.42	23	92 015,63	40	302 619,05	42,5	69,6
1899	16	101 262,25	46	287 144,89	62	388 407,14	25,8	26,0
1900	25	130 853,79	76	378 484,46	101	509 338,25	24,8	25,8
1901	27	132 428,07	131	454 014,08	158	586 442,15	17,1	22,3
1902	30	262 543,20.	115	293 433,65	145	555 976,85	20,7	47,2
1903	17	172 415,74	142	356 149,85	159	528 565,59	10,7	32,6
1904	18	177 457.47	147	492 351,97	165	669 809,44	10,9	26,5
1905	20	206 364.30	155	578 783,56	175	785 147,86	11,4	26,3
1906	13	137 699,71	171	482 090,22	184	619 789,93	7,1	22,3
1907	9	88 023,85	235	547 184,39	244	635 208,24	3,70	13,8
1908	19	231 708,20	229	574 668,74	248	806 376,94	7,7	28,6
1909	22	96 962,23	243	864 985,26	265	961 947,49	8,3	10,1
1910	14	276 202,93	252	939 254,85	266	1 215 457,78	5,25	22,7
1911	24	60 727,12	264	1 160 553,09	288	1 221 280,21	8,3	5,0
1912	4	1 800,54	292	1 053 576,89	296	1 055 377,43	1.35	0,17
1913	13	65 251,55	388	1 118 581,94	401	1 183 833.49	3,2	5,5
1914	14	186 938,06	523	1 262 282,61	537	1 449 220,67	2,66	12,9
1915	6	24 724,00	556	1 230 212,22	562	1 254 936,22	1,07	1.9
1916	2	49 971,89	556	1 075 204,31	558	1 125 176.20	0,36	4.38
1917	9	319 870,25	439	800 607,31	448	1 120 477,56	2,0	28,4
1918	6	239 150,73	117	150 542,81	123	389 693,54	4,86	61,4
1919	9	171 341,70	130	226 998,14	139	898 339,84	6,45	43,2
1920 (1—IV)	8	13 796,74	72	70 258.97	80	84 055,71	10,0	16,7
До нац.	(377)	4 649 935,35	5 304	14 539 785,84	5 681	19 189 721,19	6.6	24,2
1920 (V—IX)	8	96 503,19	95	99 577,27	103	196 080,46	7,8	49,0
1920/21	10	382 596,05	147	328 836,53	157	711 432,58	6.4	53.7
1921/22	10	404 934,46	157	336 665,77	167	741 600,23	6,0	54,5
1922/23	8	275 494,42	243	406 017.32	251	681 511.74	3,2	40.4
1923/24	6	263 479,95	277	402 882,62	283	666 362,57	2.1	39.4
1924/25	8	513 675,75	311	409 873,48	319	923 549,23	2.5	55,5
1925/26	6	571 207,71	354	437 818,41	360	1 009 026,12	1,67	57,0
1926/27	10	446 702,48	400	474 131,66	410	920 834,14	2,44	48,7
1927/28	14	288 773.05	401	419 537,24	415	708 310,29	3.37	40.8
1928/29	8	199 134.00	411	435 588,55	419	634 722,55	1,91	31,4
Со дня национ.	(88)	3 442 501,06	(2 796)	3 750 928,85	(2 884)	71 93 429,91	3,1	47,8
Всего	(465)	8 092 436,41	(8 100)	18 290 714,69	(8 565)	26 383 151,10	5,4	30.7

ченных фонтанами на 1 X 1929 г. 8 092 426,41 *т*, или 21,61%. Из общего числа имевших место в Старо-Грозненском районе 266 фонтанов (скважино-пластов, так как некоторые скважины фонтанировали с нескольких пластов) 106 приходится на долю спаниодонтелловой свиты. По годам роль добычи фонтанов этой свиты значительно меняется. Первые годы фонтанная добыча получается исключительно из спаниодонтелловых пластов, затем в 1897 г. появляется первый фонтан из спириалисовых слоев. Фонтаны спаниодонтелловых слоев, дав максимум в 1895 г., далее неуклонно снижают добычу, достигнув небольших размеров уже в 1907 г. Падение добычи фонтанов длится еще до 1917 г., однако в этот период она весьма незначительна и уже после 1905 г. не достигает 10 000 *т*. Фонтаны спириалисовой свиты после 1899 г. имеют все время увеличивающуюся добычу и достигают первого максимума в 1910 г., когда фонтанирует XII пласт на дальнем западе. После снижения добычи следующие пики имеются в 1917, 1920/21 и 1925/26 гг. которые, будучи один больше другого, все обязаны своим происхождением фонтанам XI—XII пластов Соленой балки.

Разделение фонтанной добычи района по пластам и свитам приведено в табл. 9.



Фиг. 14.

Динамика фонтанной добычи Старого района приведена на диаграмме (фиг. 14). Особенно ярко она отражает падение фонтанной добычи спаниодонтелловой свиты. Спириалисовые фонтаны дают до 1925/26 г. рост и притом скачкообразный.

Рассмотрим фонтаны спаниодонтелловой свиты по пластам.

2-й и 3-й водоносные пласты.

Со 2-го водоносного пласта было всего 4 фонтана, причем более верным будет считать только один из них. Первый и единственный

Таблица 9.

Годы	Спаниодонт.		Спириалисов.		Всего	
	Чис. скв.	Добыча *m*	Чис. скв.	Добыча *m*	Чис. скв.	Добыча *m*
1893	2	131 043,93	—	—	2	131 043.93
1894	3	85 833,77	—	—	3	85 833,77
1895	11	465 162,25	—	—	11	465 162,25
1896	8	354 774,47	—	—	8	354 774,47
1897	11	255 023,19	—	—	11	255 023,19
1898	16	191 741,29	1	18 862,13	17	210 603,42
1899	15	98 413,99	1	2 848,26	16	101 262,25
1900	20	87 890,31	5	42 963,48	25	130 853,79
1901	7	15 485,06	20	116 943,01	27	132 428,07
1902	6	27 869,60	24	234 673,60	30	262 543,20
1903	3	3 822,22	14	168 593,52	17	172 415,74
1904	8	7 982,96	10	169 474,51	18	177 457,47
1905	8	11 429,66	12	194 934,64	20	206 364,30
1906	3	2 905,50	10	134 794,21	13	137 699,71
1907	3	898,06	6	87 125,79	9	88 023,85
1908	2	719,09	17	230 898,11	19	231 708,20
1909	1	1 556,14	21	95 406,09	22	96 962,23
1910	1	85,18	13	276 117,75	14	276 202,93
1911	4	1 248,03	20	59 479,09	24	60 727,12
1912	—	—	4	1 800,54	4	1 800.54
1913	3	3 661,04	10	61 590,51	13	65 251,55
1914	4	2 637,25	10	184 300,81	14	186 938,06
1915	1	45,86	5	24 678,14	6	24 724,00
1916	—	—	2	49 971,89	2	49 971,89
1917	1	19,66	8	319 850,59	9	319 870,25
1918	—	—	6	239 150,73	6	239 150,73
1919	—	—	9	171 341,70	9	171 341,70
1920 (I—IV)	—	—	8	13 796,74	8	13 796,74
До национализации	141	1 750 248,51	236	2 899 686,84	377	4 649 935,35
1920 (V—IX)	—	—	8	96 503,19	8	96 503,19
1920/21	—	—	10	382 596,05	10	382 596,05
1921/22	—	—	10	404 934,46	10	404 934.46
1922/23	—	—	8	275 494,42	8	275 494,42
1923/24	—	—	6	263 479,95	6	263 479,95
1924/25	—	—	8	513 675,75	8	513 675,75
1925/26	—	—	6	571 207,71	6	571 207.71
1926/27	—	—	10	446 702.48	10	446 702,48
1927/28	—	278,50	13	288 494,55	14	288 773,05
1928/29	—	—	8	199 134,00	8	199 134,00
Со дня национализации	1	278,50	87	3 442 222,56	88	3 442 501,06
Всего . .	142	1 750 527,01	323	6 341 909,40	465	8 092 436,41

значительный фонтан с этого пласта относится к началу промысловой жизни района. Это скв. № 2 на 977-м участке, начавшая, фонтанировать в 1893 г. и давшая за 22 месяца 164 204,58 *m* нефти или в среднем 7 462,0 *m* в месяц. Эксплоатация в этой скважине

прекращена при добыче около 1 000 *т* в месяц. Механизированной добычи в этой скважине не было. Кроме этой скважины собственно ко 2-му водоносному пласту относятся фонтаны из скв. №№ 27/23 и 15/48. Первая из этих скважин фонтанировала всего 2 месяца—время, которое она была в эксплоатации, с добычей в 729,50 *т* нефти в среднем. В скв. № 15/48 во время эксплоатации был фонтанный выброс в одном месяце, причем произошел он, вероятнее всего, при установке поршневых труб.

Кроме этих 3 скважин с собственно 2-го водоносного пласта фонтанировала 3 месяца скв. № 303/51 с песчаника, который, по определению *М. А. Жданова (201)*, являлся 2-м водоносным пластом под надвигом. За три месяца фонтанирования скважина дала всего 278,5 *т* нефти.

Всего с этой скважиной со 2-го водоносного пласта получено 165 962,24 *т* фонтанной нефти, а общее количество нефти из фонтанировавших скважин 175 598,16 *т*. Благодаря наличию в числе этих скважин мощного фонтана № 2/977 среднемесячная добыча по всем четырем скважинам составляет 5 930,0 *т*. Вместе с этим приведенные данные указывают, что единственный значительный фонтан с этого пласта относится к началу эксплоатации района. В остальное время пласт не проявлял себя сколько-нибудь значительными фонтанами. Все эти 3 скважины (№ 303/51, как эксплоатировавшую не 2-й водоносный пласт, мы исключаем), приуроченные к центральной части района и оси антиклинали, находятся в восточной половине контура нефтеносности пласта (фиг. 15 на стр. 80—81).

На выкопировке из плана Старо-Грозненского района нанесена в масштабе добыча фонтанировавших скважин пласта, разделенная на фонтанную и механизированную. На плане приведен первоначальный контур промышленной нефтеносности пласта. Интересно отметить, что указанные 4 скважины из общей добычи 2 водоносного пласта на 1/X 1929 г. в 282 046,39 *т* (из 24 скважин) дали как фонтанами, так и последующей небольшой добычей механизированным способом 175 598,16 *т* или 62,3%, тогда как по числу скважин они составляют всего 16,7%. Причиной этому все тот же фонтан № 2/977, так как по остальным скважинам 2-го водоносного пласта, за исключением трех, добыча не превышает 10 000 *т*. Этим же объясняется высокий процент (94,5) фонтанной добычи в общей добыче фонтанных скважин пласта.

Более богат фонтанами 3-й водоносный пласт. Их было всего 7, причем все они приурочены к первым 9 годам жизни района. Наиболее мощные 2 из них расположены на том же 977-м участке, что и скважина с 2-го водоносного пласта, обе они относятся к началу эксплоатации района, однако уступают фонтану с предыдущего пласта. Скв. № 3/977, начавшая фонтанировать в 1894 г., дала 46 884,24 *т* и скв. № 4/977—6700,44 *т*. Первая из них по прекращении фонтанирования была углублена на нижележащие пласты, причем добыча последнего месяца эксплоатации 3-го водоносного пласта была в скв. № 3/977—352,18 *т*. Фонтан скв. № 3/977 является наиболее продолжительным, так как длился 21 месяц.

Остальные 5 фонтанов с этого пласта кратковременны: один длился 9 месяцев, а остальные от 1 до 4 месяцев максимум. Скв. № 2/2, давшая фонтанный выброс в 19,8 *т*, затем была углублена на нижележащие пласты, а скв. № 18/975 после 9 месяцев фонтанирования при добыче последнего месяца около 537 *т* была прекращена эксплоатацией. Скв. №№ 28/24, 27/23 и 63/24 после 2—4-месячного фонтанирования дали, за исключением первой, устойчивую механизированную добычу. Для последних 2 скважин фонтанная добыча составляет менее 10%, а в первых 4 скважинах составляет 100%. Последнее объясняется тем, что в первое время эксплоатации в погоне за высокой добычей скважину со значительным дебитом углубляли на нижележащие пласты, а в нашем случае при прекращении фонтанирования.

Благодаря значительной механизированной добыче из последних двух скважин, в среднем процент фонтанной добычи в общей добыче фонтанировавших скважин 3-го водоносного пласта составляет 55,2%. Фонтанные скважино-месяцы составляют 27,4%.

Средняя месячная добыча фонтанов пласта, благодаря меньшей мощности фонтанов, уже меньше, чем со 2-го водоносного пласта—1467,8 *т*. Для механизированной добычи из фонтанных скважин она составляет 280,0 *т* на один скважино-месяц, что, кроме особенностей пластов, необходимо поставить в связь со временем получения этой добычи в отношении возраста месторождения. В 2 скважинах с 2-го водоносного пласта добыча была получена в 1916—1917 гг. и в 1927—1929 гг., а с 3-го водоносного она находится в интервале 1899—1908 гг.

Скважины расположены главным образом в восточной части контура нефтеносности пласта. Исключение составляет скв. № 18/9759, стоящая обособленно на западе (фиг. 15). Из 7 фонтанировавших скважин добыто 117 273, 11 *т* нефти. Всего же на 1/X 1929 г. из 3-го водоносного пласта добыто 340586,44 *т* нефти из 50 скважин. Добыча этих фонтанных скважин составляет 34,5%. По сравнению со 2-м водоносным пластом роль этих скважин почти вдвое меньше, при том же проценте скважин, что находится в связи с меньшей мощностью фонтанов.

Детальные данные о фонтанах 2-го и 3-го водоносных пластов приведены в табл. 10.

I пласт.

Всего с этого пласта фонтанировало 11 скважин. Продолжительные фонтаны имели место, как и в предыдущих пластах, с 1893 г. по 1898 г. Далее уже получаются непродолжительные фонтаны до 2 месяцев и просто фонтанные выбросы. Продолжительные фонтаны первого периода эксплоатации района приурочены к центральной части района и в частности к 977, 1 и 2-му участкам. Непродолжительные, имевшие место после 1900 г. и даже до 1914 г., фонтаны были на 23, 25, 55 и 975-м участках. Фонтаны, как и в предыдущих двух пластах, приурочены к восточной части его контура нефтеносности (фиг. 15). Исключение со-

Таблица 10.

№№ по пор.	№№ уч.	№№ скважин	Глубина, в м	Время эксплоатации пласта: Начало эксплоат.	Конец фонтан.	Конец эксплоат.	Добыча нефти, т: Фонтанной	Механиз.	Всего	% фонтанной добычи	Число месяцев эксплоатации: Фонтан	Механиз.	Всего	% месяцев фонтанирования	Средняя месячная добыча, т: Фонтанная	Механизир.	Всего
							2-й водоносный пласт										
1	977	2	58,52	XI 1893 г.	VIII 1895 г.	VIII 1895 г.	164 204,58	—	164 204,58	100,0	22	—	22	100,0	7 462,0	—	7 462,0
2	23	27	157,89	IX 1899 г.	X 1899 г.	X 1899 г.	1 459,50	—	1 459,50	100,0	2	—	2	100,0	729,50	—	729,50
3	48	15	116,73	IX 1916 г.	XII 1917 г.	II 1919 г.	19,66	6 652,52	6 672,18	0,3	1	27	28	3,6	19,66	246,4	238,1
4	51	303	661,40	I 1927 г.	III 1927 г.	IV 1929 г.	278,50	2 974,40	3 252,90	8,6	3	14	17	17,7	92,9	212,2	191,2
					Всего		165 962,24	9 626,92	175 589,16	94,5	28	41	69	40,1	5 930,0	235,0	2 540,0
							3-й водоносный пласт										
1	977	3	101,80	IX 1894 г.	IX 1899 г.	IX 1899 г.	46 884,24	—	46 884,24	100,0	21	—	21	100,0	2 228,0	—	2 228,0
2	977	4	121,32	VII 1895 г.	X 1895 г.	X 1900 г.	6 700,44	4 887,94	11 588,38	58,0	4	20	24	16,6	1 675,0	244,0	482,8
3	2	2	136,55	III 1895 г.	III 1895 г.	III 1895 г.	19,80	—	19,80	100,0	1	—	1	100,0	19,8	—	19,8
4	975	18	71,32	VI 1898 г.	XII 1898 г.	XII 1898 г.	5 029,76	—	5 029,76	100,0	9	—	9	100,0	559,10	—	559,10
5	24	28	231,06	X 1899 г.	XI 1899 г.	XII 1900 г.	835,40	981,19	1 816,59	46,0	2	3	5	40,0	417,70	327,0	363,10
6	23	27	166,42	IX 1899 г.	IX 1900 г.	XI 1908 г.	3 020,54	28 084,37	31 104,91	9,8	4	72	76	5,3	755.20	401,25	409,70
7	24	63	232,86	II 1902 г.	IV 1902 г.	XI 1907 г.	1 564,33	19 265,10	20 829,43	7,5	4	24	28	14,3	391,10	801,80	744,65
					Итого.		64 054,51	53 218,60	117 273,11	55,2	45	119	164	27,4	1 467,8	280,0	715,0

ставляет кратковременный фонтан в скв. № 49/975 в районе Мамакаевской балки. Все фонтаны находятся в районе оси антиклинали. Наиболее мощными являются два из них—№№ 7/977 и 5/1. Первый из них дал за 41 месяц 720 942,67 *т* нефти, а второй за 29 месяцев фонтанирования дал 187 022,60 *т* и за 22 месяца последующей эксплоатации механизированным способом—13 751,43 *т*. Наличием этих двух фонтанов в значительной мере и объясняется то, что в фонтанировавших скважинах I пласта из общей добычи 1 117 426,65 *т*—986 550,65 *т* или 88,5%, приходится на долю фонтанной добычи. Вместе с тем из рассмотренных трех пластов I пласт имеет максимальную среднемесячную фонтанную добычу. В скв. № 7/977 она достигла 17 591,0 *т*. Значительную среднемесячную добычу имела также скв. № 5/1, где она составляла 6 454,0 *т* в месяц. За ней следуют скв. № 6/977 с 5 487,46 *т*, № 16/1 с 3 070,50 *т*, № 49/975—с 2 489,44 *т* среднемесячной добычи. Добыча 11 фонтанировавших скважин с последующей незначительной механизированной добычей составляет 1 117 426,65 *т* от общей добычи пласта на 1/X 1929 г. в 1 495 120,51 *т* из 76 скважин.

Таким образом фонтанировавшие скважины дали 73,5% от добычи, тогда как по числу они составляют всего 14,5% от всех эксплоатировавших I пласт скважин. Объясняется это наличием среди них мощных фонтанов №№ 7/977 и 5/1, из которых первый дал 720 992,67 *т*, или 48,1% добычи пласта.

Более детальные данные о фонтанах I пласта приведены в табл. 11.

II пласт.

Фонтаны этого пласта резко отличаются от фонтанов, ранее рассмотренных. Все они весьма непродолжительны и маломощны. В большинстве случаев это фонтанные выбросы из скважин при

вскрытии пласта. Максимальная продолжительность фонтана в наиболее ранних это—7 месяцев, длительность большинства из них не более 1 месяца. С 1895 г. по 1900 г. после прекращения непродолжительного фонтанирования скважины углублялись или прекращались эксплоатацией, и механизированной добычи в них не было. С 1900 г. по 1914 г., после фонтанных выбросов, длившихся большей частью не более 1 месяца, скважины давали и механизированную добычу.

Территориально фонтаты приурочены к оси антиклинали и тянутся от 75-го участка на западе до 26-го на востоке, причем находятся в узкой полосе, соответствующей, примерно, подземной изогипсе + 100 *м* над уровнем Черного моря для I спаниодонтеллового песчаника. Большинство фонтанов находится на оси антиклинали. Исключение составляют скв. №№ 3/7, 27/7, 1/2 и 26/26 (фиг. 16 на стр. 80—81). Все фонтаны II пласта отличались своим небольшим дебитом, как общим, так и среднемесячным. Максимальная фонтанная добыча была получена в скв. № 68/24—4799,48 *т* и скв. № 147/54—2620,88 *т*. В остальных скважинах она не превышает 1500 *т*. Среднемесячная добыча более 2 000 *т* также получена в этих двух скважинах. Кратковременный характер и малая мощность фонтанов имеют своим следствием то, что фонтанная добыча в фонтанировавших скважинах составляет 28,6%.

Добыча из 13 фонтанировавших скважин составляет всего 45 641,19 *т* нефти от полученных со II пласта на 1/X 1929 г. 419 082,78 *т* нефти из 86 скважин.

Фонтанировавшие скважины дали 16,2% добычи, хотя по числу скважин они составляют 54,2% от всех эксплоатировавших пласт скважин. Это еще раз подтверждает малую мощность фонтанов с этого пласта. Столь небольшая добыча даже фонтанных скважин пласта,

Первый пласт. *Таблица 11.*

№№ по порядку	№№ участков	№№ скважин	Глубина, *м*	Время эксплоатации пласта: Начало эксплоатации	Конец фонтан.	Конец эксплоатации	Добыча нефти, *т*: Фонтанной	Механизирован.	Всего	% фонтанной добычи	Число месяцев эксплоатации: Фонтан.	Механиз.	Всего	% месяцев фонтанирования	Средняя месячная добыча, *т*: Фонтанная	Механизирован.	Всего
1	1	1	154,84	1893 г.	1895 г.	III 1902 г.	39 640,80	41 121,57	80 762,37	49,2	29	62	91	31,9	1 366,40	664,10	888,10
2	977	6	114,30	1895 г.	1895 г.	1905 г.	10 974,93	20 329,82	31 304,75	34,3	2	77	79	2,5	5 487,46	263,90	396,00
3	977	7	140,82	1895 г.	XII 1898 г.	XII 1898 г.	720 992,67	—	720 992,67	100,0	41	—	41	100,0	17 591,1	—	17 591,00
4	2	2	145,09	IV 1895 г.	VIII 1895 г.	VIII 1895 г.	84,28	—	84,28	100,0	5	—	5	100,0	16,82	—	16,82
5	1	5	166,42	VIII 1896 г.	XII 1898 г.	XII 1900 г.	187 022,60	13 751,43	200 774,03	90,6	29	22	51	57,0	6 454,0	624,90	4 067,40
6	1	16	194,16	VIII 1898 г.	XII 1898 г.	XII 1916 г.	15 468,10	12 374,64	27 842,74	55,5	5	43	48	10,4	3 070,50	287,70	580,80
7	975	49	110,95	VI 1900 г.	VII 1900 г.	XII 1900 г.	5 978,88	678,15	6 657,03	90,0	2	3	5	40,0	2 489,44	226,05	1 331,80
8	23	54	174,65	X 1900 г.	X 1900 г.	XII 1904 г.	73,71	27 407,84	27 481,55	0,3	1	43	44	2,3	73,71	638,50	624,85
9	25	70	223,11	I 1905 г.	1906 г.	VI 1910 г.	3 120,49	13 189,56	16 310,05	19,2	15	46	61	24,6	207,90	286,20	267,85
10	54	147	114,30	VIII 1913 г.	VIII 1913 г.	VIII 1913 г.	786,26	—	786,26	100,0	1	—	1	100,0	786,26	—	786,26
11	54	157	143,86	IV 1914 г.	IV 1914 г.	V 1914 г.	2 407,93	2 022,99	4.430,92	55.0	1	2	3	34,0	2 407,93	1 011,49	1 473,80
						Всего	986 550,65	130 876,0	4 117 126,65	88,5	131	298	429	30,1	7 540,0	438,0	2 610,0

Второй пласт.

Таблица 12.

№№ по пор.	№№ участков.	№№ скважин.	Глубина, м	Время эксплоатации пласта: Начало эксплоатац.	Конец фонтан.	Конец эксплоатации	Добыча нефти, т: Фонтанной	Механиз.	Всего	% фонтанной добычи	Число месяцев эксплоатации: Фонтанной	Механиз.	Всего	% месяцев фонтаниров.	Средняя месячная добыча, т: Фонтанная	Механизиров.	Всего
1	2	1	251,15	III 1895 г.	IX 1895 г.	IX 1895 г.	157,25	—	157,25	100,0	7	—	7	100,0	22,46	—	22,46
2	2	2	163,67	IX 1895 г.	XII 1895 г.	XII 1895 г.	212,49	—	212,49	100,0	4	—	4	100,0	53,30	—	53,30
3	22	24	200,56	I 1899 г.	XII 1899 г.	XII 1899 г.	1 344,84	—	1 344,84	100,0	7	—	7	100,0	192,10	—	192,10
4	975	48	101,80	VI 1900 г.	VI 1900 г.	VI 1900 г.	1 348,11	—	1 348,11	100,0	1	—	1	100,0	1 348,11	—	1 348,11
5	975	50	91,75	VIII 1900 г.	VIII 1900 г.	X 1900 г.	547,10	2 073,78	2 620,88	20,7	1	3	4	25,0	547,10	690,90	655,50
6	63	4	140,20	XI 1900 г.	XI 1900 г.	XII 1900 г.	1 659,34	1 629,86	3 289,20	50,4	3	2	5	60,0	553,10	814,43	658,15
7	7	3	384,35	IV 1901 г.	VI 1901 г.	XII 1904 г.	40,13	2 085,34	2 125,47	1,87	3	15	18	16,7	13,75	139,20	118,05
8	24	68	256,64	VII 1904 г.	VIII 1904 г.	III 1911 г.	4 799,48	22 162,81	26 962,29	17,8	2	80	82	2,4	2 399,74	276,92	328,10
9	75	2	199,03	I 1904 г.	I 1904 г.	XII 1904 г.	29,40	1 682,12	1 711,52	1,7	1	7	8	12,5	29,40	240,15	214,10
10	56	149	148,13	VII 1913 г.	VII 1913 г.	I 1914 г.	253,90	1 258,02	1 511,92	16,8	1	7	8	12,5	253,90	179,90	189,35
11	54	147	144,88	IX 1913 г.	X 1913 г.	X 1913 г.	2 620,88	119,58	2 740,46	95,6	1	1	2	50,0	2 620,0	119,58	1 370,23
12	26	26	416,96	II 1914 г.	II 1914 г.	III 1914 г.	49,14	819,03	868,17	5,7	1	2	3	33,2	49,14	409,60	289,40
13	7	27	388,31	IV 1914 г.	IV 1914 г.	XI 1914 г.	16,38	732,21	748,59	2,2	1	8	9	11,1	16,38	91,50	83,25
					Итого		13 078,44	32 562,75	45 641,19	28,6	33	125	158	20,9	396,0	261,0	289,0

где среднемесячная добыча в период фонтанирования, даже в первоначальный период эксплоатации, доходила до 22,46 *т*, имела место лишь вследствие петрографических особенностей пласта. Он представлен в Старо-Грозненском районе мелкозернистым глинистым песчаником. Следствием этой мелкозернистости, а особенно глинистости, и является малая продуктивность фонтанных скважин, а также небольшая продолжительность периода фонтанирования.

Приведенная табл. 12 содержит более детальные данные о фонтанах II пласта.

III пласт.

До III пласта число фонтанировавших скважин растет, составляя по порядку спаниодонтелловых пластов 4, 7, 11, 13 и 17 для III пласта. Общая добыча фонтанировавших с этого пласта скважин составляет 786 661,22 *т*, причем на долю фонтанной нефти приходится 203 921,79 *т*, или 26%. Здесь мы имеем такое же соотношение, как и для II пласта. Однако, фонтаны этого пласта более богаты, чем предыдущего. Если исключить „типичную" механизированную скв. № 75/977, давшую из общей добычи 323 819,35 *т* только 1 556,14 *т* фонтанной нефти и при том в середине эксплоатации (вероятно, при спуске поршневых трубок), то получим общую добычу фонтанировавших скважин 462 841,87 *т* и 202 375,55 *т* фонтанной нефти, или 43,9%. Таким образом в процентном отношении доля фонтанной нефти в фонтанных скважинах III пласта более нежели во II и приближается к 3-му водоносному.

Длительные фонтаны с пласта имели место с октября 1895 г. по сентябрь 1900 г. Фонтанирование продолжалось по июнь 1911 г., но носило уже характер кратковременных выбросов при вскрытии пласта. Исключение составляет скв. № 1/27, которая, вскрыв пласт в наиболее восточной, для того времени, части района, дала в 1903 г. периодический фонтан с пласта, незатронутого в этой части бурением. Максимальную добычу фонтаном дала скв. № 2/2, которой за 13 месяцев фонтанирования выброшено 65 227,27 *т* нефти. 37 098,54 *т* за 6 месяцев получено в скв. № 3/3. Значительную фонтанную добычу дают скважины, пробуренные на пласт до декабря 1898 г. В остальной период эксплоатации III пласта фонтаны дают от 30 до 1 500 *т* максимум. Исключение составляет упомянутая ранее скв. № 1/27. Однако, приведенные данные, взятые по официальным источникам, по сведениям *Е. М. Юшкина*, неверны. 4 294,29 *т* отнесены статистикой к фонтанной добыче условно. *Е. М. Юшкин* указывает, что скважина вначале изредка фонтанировала и что фонтанная нефть в первое время не выделялась. Следовательно, и число скважино-месяцев фонтанирования в общем не превышает 1—2, максимум 3 месяцев. В данном случае мы имеет дело с обычным фонтанным выбросом при вскрытии пласта и нетронутой разработкой части месторождения.

Фонтанировавшие скважины расположены примерно на той же территории, что и фонтаны II пласта (фиг. 16). Замечается некоторое сгущение фонтанов в районе 977, 1, 2, 3-го участков, что приходится ставить в связь с тем, что в этом районе началась разработка района, и движущая энергия в виде газа проявилась

фонтанами. Фонтанные скважины III пласта (17) дали 786 661,22 *т* нефти при общей добыче пласта на 1/X 1929 г. в 1 561 277,55 *т* из 120 скважин. Добыча фонтанных скважин составляет 50,4% от общей добычи, тогда как скважины составляют всего 14,2%. Исключая „типичную" механизированную скв. № 75/977, будем иметь соответственно по добыче 27,0% и 15,6% по скважинам. Собственно фонтанная добыча составляет 15,0% от добычи пласта. По своей среднемесячной добыче фонтаны III пласта мощнее, чем II и 3-й водоносный, но меньше чем 1-й и 2-й водоносные пласты.

Исчерпывающие сведения о фонтанных скважинах и средние данные по пласту приведены в табл. 13.

Третий пласт

№№ по порядку	№№ участков	№№ скважин	Глубина, *м*	Время эксплоатации пласта			Добыча нефти, *т*		
				Начало эксплоат.	Конец фонтан.	Конец эксплоат.	Фонтанной	Механизирован.	Всего
1	2	1	278,27	X 1895 г.	IV 1896 г.	IV 1896 г.	9 013,32	—	9 013,32
2	2	2	196,29	II 1896 „	IV 1897 „	IV 1897 „	65 227,27	—	65 227,27
3	976	1	153,62	VIII 1896 „	IX 1898 „	XII 1900 „	24 128,46	11 322,20	35 450,66
4	3	2	280,11	1896 „	VI 1897 „	1918 „	15 825,20	65 922,50	81 747,70
5	3	3	280,11	1896 „	IV 1897 „	I 1905 „	37 098,54	28 720,15	65 818,69
6	3	1	279,50	X 1897 „	X 1897 „	X 1897 „	32,76	—	32,76
7	977	29	149,66	XII 1898 „	IX 1900 „	II 1901 „	27 129,37	117 715,11	144 844,48
8	975	32	100,28	XII 1898 „	XII 1899 „	XI 1900 „	9 777,52	2 217.91	11 995,43
9	1	11	228,29	III 1898 „	XII 1898 „	XII 1898 „	6 375,29	—	6 375,29
10	975	48	110,95	V 1900 „	V 1900 „	V 1900 „	57,33	1 031,97	1 089,30
11	63	1	151,49	I 1900 „	I 1900 „	XII 1900 „	819,02	8 008,43	8 827,45
12	63	2	183,79	V 1900 „	V 1900 „	XII 1900 „	687,98	5 954,31	6 642,29
13	77	1	243,23	V 1901 „	VI 1901 „	IX 1902 „	31,94	6 392,82	6 424,76
14	27	1	418,49	III 1903 „ [1]	XI 1906 „	XI 1907 „	4 294,29 [1]	853,02	5 147,31
15	38	99	221,89	I 1908 „	I 1908 „	III 1909 „	645,38	2 262,16	2 907,54
16	977	75	192,02	1905 „ [2]	XI 1909 „	XI 1914 „	1 556,14	322 263,21	323 819,35
17	23	115	309,37	V 1911 „	VI 1911 „	VII 1913 „	1 221,98	10 075,64	11 297,62
				Всего			203 921,79	582 739,43	786 661,22

IV пласт.

Этот пласт в сравнении с предыдущими обладает как меньшим количеством фонтанировавших скважин, так и меньшей фонтанной добычей. Всего с пласта фонтанировало 11 скважин, причем значительную фонтанную добычу дали только скв. №№ 2/2, 2/64 и 1/77. В этих скважинах фонтаны длились 5 или более месяцев, и средняя месячная добыча при фонтанировании была более 1 500 *т*.

[1] С ноября 1904 г. скважины чистили (после порчи труб) и тартали, причем скважину сначала изредка фонтанировали (*Е. М. Юшкин*, *62*, стр. 6 и 22). Фонтанная добыча и число месяцев в действительности меньше.

[2] Начался фонтан в XI 1909 г.

Фонтанные проявления в остальных скважинах, имея характер кратковременных выбросов при вскрытии пласта, обычно длились не более месяца и редко достигали 3—4 месяцев.

Фонтанирование в двух скв. №№ 1/14 и 8/75 происходило не в начале эксплоатации, а в средине, что следует отнести за счет переливания в спущенные в скважину трубки.

По указанной причине выделить какой-либо особый период, когда фонтаны были более мощны, не представляется возможным. Как правило, все время существования фонтанов с IV пласта, т. е. с июня 1897 г. по январь 1907 г. они носили характер кратковременных выбросов при вскрытии пласта. Три из них, имевшие место

пласт *Таблица 13.*

% фонтанной добычи	Число месяцев эксплоатации			% месяцев фонтанирования	Средняя месячная добыча, *т*		
	Фонтан.	Механиз.	Всего		Фонтанная	Механизиров.	Всего
100,0	7	—	7	100,0	1 285,0	—	1 285,0
100,0	13	—	13	100,0	5 016,0	—	5 016,0
68,0	26	24	50	52,0	928,0	472,0	709,75
19,4	8	46	54	14,6	1 980,70	1 430,80	1 513,0
57,0	6	79	85	7,1	6 180,50	363,80	774,10
100,0	1	—	1	100,0	32,76	—	32,76
18,8	13	18	31	42,0	2 086,45	984,0	4 668,0
81,5	13	11	24	54,2	753,10	212,0	499,40
100,0	6	—	6	100,0	1 061,0	—	1 061,0
5,3	1	1	2	50,0	57,33	1 031,97	544,65
9,29	1	12	13	7,8	819,02	667,80	679,30
10,3	1	8	9	11,5	687,98	745,10	736,90
0,5	2	16	18	11,5	15,97	399,15	356,99
83,5	41 [1]	12	53	77,5	104,70	71,15	97,00
22,1	1	15	16	6,2	645,38	150,5	181,90
0,5	1	119	120	0,8	1 556,14	2 716,50	2 694,10
10,8	2	27	29	6,9	610,99	373,40	389,95
26,0	143	388	531	26,1	1 420,0	1 500,0	1 480,0

с июня 1897 г. по июнь 1988 г., с апреля по август 1900 г. и с октября 1902 г. по август 1903 г. расположены: одна в восточной, а другие в западной частях района (фиг. 16). К западной части района приурочена главным образом основная добыча с этого пласта. Фонтан скв. № 2/2 был первым, вскрывшим IV пласт, а другие 2 скважины из впервые вскрывших пласт в западной части района. Фонтанные проявления этого пласта также приурочены к оси антиклинали и находятся примерно в том же контуре, что и фонтаны II и III пластов; только на востоке крайний фонтан имеется на 2-м участке (фиг. 16).

Из 11 фонтанировавших скважин получено 219 717, 50 *т* нефти при общей добыче из 114 скважин на 1/X 1929 г. в 1 041 863, 85 *т*. Добыча фонтанировавших скважин составляет 19,6%, тогда как

скважины составляют 9,7% от общего числа. Собственно фонтанная добыча составляет 9,5% от общей. Среднемесячная добыча фонтанов, благодаря указанным трем фонтанам, сравнительно велика и составляет 2480,0 *т*.

Данные о фонтанных скважинах IV пласта приведены в табл. 14.

Четвертый пласт

№№ по порядку	№№ участков	№№ скважин	Глубина, м	Время эксплоатации пласта			Добыча нефти, *т*		
				Начало эксплоат.	Конец фонтан.	Конец эксплоат.	Фонтанной	Механизирован.	Всего
1	2	2	241,10	VI 1897 г.	VI 1898 г.	VI 1900 г.	22 690,26	3 110,65	25 800,91
2	2	6	231,65	VII 1897 „	VII 1897 „	II 1898 „	434.08	5 302,37	5 736,45
3	22	24	242,92	I 1900 „	II 1900 „	XI 1900 „	491,41	1 865,74	2 357,15
4	1	14	261,21	IX 1898 „[1]	X 1900 „	XII 1900 „	142,51	10 673,52	10 816,03
5	64	2	200,56	IV 1900 „	VIII 1900 „	XII 1900 „	41 309.17	8 417,90	49 727,07
6	23	53	211,23	XII 1900 „	XII 1900 „	I 1908 „	1 932,90	20 737,70	22 670,60
7	63	3	162,15	V 1900 „	V 1900 „	XII 1900 „	819,02	7 538,31	8 357,33
8	77	1	255,73	X 1902 „	VIII 1903 „	VI 1904 „	30 777,82	30 849,37	61 627,19
9	75	1	191,41	I 1904 „	II 1904 „	XII 1905 „	524,17	2 852,91	3 377,08
10	40	1	253,90	I 1907 „[2]	I 1907 „	I 1907 „	146.60	430,89	577,49
11	75	8	216,10	XI 1904 „	IX 1908 „	III 1916 „	73,71	28 596,49	28 670,20
				Всего			99 341,65	120 375,85	219 717,50

V пласт.

Число фонтанировавших скважин с этого пласта такое же, как и с предыдущего. Однако, фонтаны с него менее мощны, чем с IV пласта, причем значительных было только 5. Значительные, конечно, в масштабе пласта, фонтаны [3] имели место с мая 1896 г. по ноябрь 1901 г., причем и в этом интервале имелись кратковременные фонтанные выбросы в тех частях района, где пласт малопродуктивен. В остальной период существования фонтанов, с ноября 1901 г. по март 1907 г., были ничтожные фонтанные выбросы в 3 скважинах. Фонтанная нефть составляет 28,1% в добыче фонтанных скважин, что объясняется наличием незначительных фонтанов при параллельном существовании ряда скважин, где за непродолжительным фонтанированием следовала сравнительно устойчивая механизированная добыча. Фонтанные скважино-месяцы составляют 30,5% от общего их числа в фонтанировавших скважинах.

[1] Начало фонтана в VII 1900 г.
[2] Фонтан начался в XI 1908 г.
[3] Часть скважин, как например №№ 7/2, 17/975 и 45/975, по своему режиму мало сходны с V пластом и, вероятнее всего, их следует отнести к VI пласту.
Неудовлетворительность буровых разрезов этих скважин заставляет отнести фонтаны по расстоянию от кровли спаниодонтелловой свиты к V пласту.
Такого же рода явления наблюдались для ряда вышележащих и нижерасположенных пластов. Не ссылаясь на это в каждом пласте отдельно, укажем лишь, что даже принадлежность фонтана скв. № 2/977 ко 2-му водоносному пласту также возбуждает сомнения по целому ряду причин.

Таблица 14.

% фонтанной добычи	Число месяцев эксплоатации			% месяцев фонтанирования	Средняя месячная добыча, *т*		
	Фонтан.	Механиз.	Всего		Фонтанная	Механизиров.	Всего
88,0	13	19	32	40,7	1 741,90	164,35	806,20
7,6	1	6	7	14,3	434,08	884,95	819,10
20,9	2	10	12	16,7	245,35	186,57	196,60
1,3	3	18	21	14,3	47,51	593,40	515,20
82,0	5	9	14	35,8	8 250,10	934,90	3 549,20
8,5	1	58	59	1,7	1 932,90	357,90	3 842,0
9,8	1	8	9	11,1	819,02	940,15	930,0
49,9	8	19	27	29,6	3 840,90	1 624,50	2 281,10
15,5	4	13	17	23,6	130,80	219,60	198,75
25,4	1	1	2	50	146,60	430,89	288,74
0,3	1	127	128	0,8	73.77	224,95	224,0
45.25	40	288	328	12,2	2 480,0	419,0	670,0

Как характерный показатель незначительности фонтанов, можно указать на среднемесячную добычу, которая для месяцев фонтанирования составляет 918,0 *т*, а для механизированной добычи 1035,0 *т*.

Все фонтанировавшие скважины приурочены к оси антиклинали и имеют своими крайними точками участки 64-й на западе и 2-й на востоке, причем группируются они около 975-го участка на западе и 977-го на востоке, т. е. в месте начала разработки района (фиг. 17 на стр. 80—81).

Всего с пласта V в Старо-Грозненском районе получено на 1/X 1929 г. 326 876,53 *т* нефти из 88 скважин. Фонтанировавшие скважины в числе 11 дали 153 595,13 *т*, или 47,0%, тогда как скважины составляют 12,5% от общего числа. Собственно фонтанная добыча составляет 13,2% от добычи пласта.

Остальные данные о фонтанах V пласта приведены в табл. 15 на стр. 74 и 75.

VI пласт.

Вторым по количеству фонтанировавших скважин в спаниодонтелловой свите является VI пласт, который эксплоатировался наибольшим числом скважин из всех пластов в районе. Значительными

Пятый пласт. *Таблица 15.*

№№ по порядку	№ участков	№№ скважин	Глубина, м	Время эксплоатации пласта: Начало эксплоат.	Конец фонтан.	Конец эксплоат.	Добыча нефти, *т*: Фонтанной	Механизирован.	Всего	% фонтанной добычи	Число месяцев эксплоатации: Фонтан.	Механиз.	Всего	% месяцев фонтанирования	Средняя месячная добыча, *т*: Фонтанная	Механизиров.	Всего
1	2	1	353,56	V 1896 г.	VII 1896 г.	VII 896 г.	5 071,40	—	5 071,40	100,0	4	—	4	100,0	1 266,90	—	1 266,90
2	2	7	311,20	VII 1897 „	III 1898 „	VII 1900 „	1 782,20	30 749,45	32 531,65	5,5	9	30	39	23.1	198,25	1 023,90	834,0
3	975	17	188,59	III 1898 „	XI 1899 „	XII 1900 „	16 828,50	21 848,20	38 676,70	43,5	12	20	32	37,5	1 402,10	1 091,50	1 209,95
4	977	36	229,81	VIII 1899 „	VIII 1899 „	VIII 1899 „	491,41	—	491,41	100.0	1	—	1	100,0	491,41	—	491,41
5	975	45	188,59	IX 1899 „	IX 1899 „	IV 1901 „	15 097,91	50 160,32	65 258,23	22,8	I	21	22	4,5	15 097,91	2 389,90	2 961,95
6	975	52	194,16	XI 1900 „	XII 1900 „	X 1901 „	122,85	1 009,22	1 132,07	1,7	2	10	12	16,7	61,42	100,90	594,45
7	64	2	252.06	I 1901 „	IV 1901 „	VIII 1901 „	544,84	3 725,26	4 270,10	12,7	4	8	12	33,2	136,80	465,0	356, 0
8	1	38	267,61	III 1901 „	XI 1901 „	XI 1901 „	2 846,93	—	2 846,93	100,0	6	—	6	100,0	474,98	—	474,98
9	976	8	204,83	I 1903 „	I 1903 „	III 1903 „	21,29	294,85	316,14	6.8	1	3	4	25,0	21,29	98,35	79,20
10	976	4	275,23	V 1904 „	IX 1904 „	XII 1904 „	191,16	2 506,22	2 697,38	7,1	5	14	19	26,3	38,32	179,20	141,99
11	40	1	313,64	II 1907 „	III 1907 „	III 1907 „	96,24	206,88	303,12	32,0	2	1	3	66,8	48,12	206,85	101,04
						Всего	43 094,73	110 500,40	153 595,13	28,10	47	107	154	30,5	918,0	1 035,0	996,0

были только 3 фонтана—№№ 9/1, 33/975 и 1/63, причем второй из них дал 24 750,92 *т* за 1 месяц. В большинстве скважин фонтанирование (в 10 из 15) длилось один, максимум два месяца. Большие относительно фонтаны били с мая 1898 г. по май 1901 г., а последний фонтанный выброс имел место в октябре 1910 г. Фонтанная добыча в фонтанировавших скважинах составляет до 1900 г. около 100%, что объясняется прекращением эксплоатации скважин вслед за прекращением фонтанирования. Позднее, когда за фонтанным выбросом следует длительная эксплоатация скважины механизированным способом, этот процент снижается и составляет в среднем для VI пласта 49,75%.

Среднемесячная добыча фонтанами сравнительно велика, составляя 2160,0 *т*.

Расположение фонтанов по площади района то же, что и для пласта V (фиг. 17).

При общей добыче из VI пласта на 1/X 1926 г. в 1 411 895, 76 *т* из 228 скважин, 15 фонтанировавших скважин дали 260 545,19 *т* нефти, или 18,5%, тогда как скважины составляют 6,6%. Фонтанная добыча составляет 9,2% от добычи пласта.

Данные о фонтанных скважинах приведены ниже, в табл. 16 на стр. 76 и 77.

VII пласт.

Этот пласт можно считать не обладающим фонтанными проявлениямм. Фонтанировали всего 5 скважин, причем только скв. № 33/975 дала фонтаном за 5 месяцев 7444,93 *т*, а остальные 4 дали меньше 1000,0 *т*, причем фонтанирование длилось менее 1 месяца. из имевшихся фонтанов приурочены к оси антиклинали, 2 находятся несколько южнее, причем один из них, а именно № 1/13, где выброс был в размере 1,64 *т*, собственно и считать не приходится (фиг. 17). В общем по пласту фонтанная добыча составляет 25,7% от общей добычи фонтанировавших скважин, причем среднемесячная добыча по фонтанам, благодаря наличию скв. № 33/975, составляет 901,7 *т*. Если исключить упомянутую скв. № 1/13, давшую незначительный выброс в мае 1911 г., то имеем, что фонтанные проявления по VII пласту наблюдались с августа 1899 г. по ноябрь 1907 г., причем единственный фонтан, обладавший более значительной добычей, прекратил свое существование в декабре 1899 г.

Благодаря незначительности добычи фонтанировавших скважин, составившей всего 35 145,61 *т*, при общей добыче пласта на 1/X 1929 г. в 637 118,33 *т* из 129 скважин, выражается всего лишь 5,5% при 3,8% скважин. Фонтанная добыча составляет 1,4% от общей добычи пласта на это же число.

Более детальные данные приведены в табл. 17 на стр. 76 и 77.

VIII и IX пласты.

В заключение обзора фонтанов из пластов спаниодонтелловой свиты остановимся на двух последних пластах, VIII и IX. По своему характеру они весьма сходны с только-что рассмотренным VII пластом. Оба имели по одному более продолжительному фонтану, а остальные—это незначительные фонтанные выбросы при вскрытии пласта.

С VIII пласта получено 4 фонтана, причем скв. № 8/78 дала 5584,59 *т* фонтанной нефти, а в остальных добыча не достигала и 800,0 *т*, а эксплоатация длилась менее месяца. В общем, благо-

Шестой пласт.

№№ по порядку	№№ участков	№№ скважин	Глубина, м	Время эксплоатации пласта: Начало эксплоат.	Конец фонтан.	Конец эксплоат.	Добыча нефти, т: Фонтанной	Механизирован.	Всего
1	2	6	307,54	V 1898 г.	V 1898 г.	XI 1915 г.	2 776,49	40 714,53	43 491,02
2	976	2	249,63	VI 1898 „	VI 1898 „	VI 1898 „	3 439,90	—	3 439,90
3	1	9	300,53	III 1898 „	IX 1899 „	III 1915 „	70 984,86	401,32	71 386,18
4	2	9	315,16	II 1898 „	II 1898 „	II 1898 „	32,76	—	32,76
5	976	5	217,63	III 1899 „	XII 1899 „	XII 1899 „	1 801,85	—	1 801,85
6	977	3	250,15	X 1899 „	VII 1900 „	VII 1900 „	6 173,80	265,37	6 439,17
7	977	36	243,23	XI 1899 „	IX 1899 „	IX 1899 „	1 842,81	—	1 842,81
8	975	33	205,74	V 1899 „	V 1899 „	V 1899 „	24 750,92	—	24 750,92
9	977	34	261,52	V 1899 „[1]	XII 1900 „	I 1908 „	3 654,49	12 398,39	16 052,88
10	22	25	336,19	I 1900 „	III 1900 „	XI 1911 „	8,19	32 703,65	32 711,84
11	63	1	250,24	III 1901 „	V 1901 „	VIII 1901 „	11 990,34	8 525,62	20 515,96
12	84	4	388,31	III 1904 „	I 1905 „	VII 1907 „	18,91	16 738,99	16 757,90
13	24	57	377,65	I 1905 „	VII 1905 „	XII 1906 „	1 744,52	7 497,36	9 241,88
14	23	26	275,23	I 1903 „[2]	I 1905 „	XII 1905 „	573,32	10 565,41	11 138,73
15	39	11	414,22	X 1910 „	X 1910 „	VII 1912 „	85,18	856,21	941,39
						Всего	129 878,36	130 666,85	260 545,19

Седьмой пласт.

№№ по порядку	№№ участков	№№ скважин	Глубина, м	Время эксплоатации пласта: Начало эксплоат.	Конец фонтан.	Конец эксплоат.	Добыча нефти, т: Фонтанной	Механизирован.	Всего
1	975	33	243,84	VIII 1899 г.	XII 1899 г.	XII 1900 г.	7 444,93	5 805,25	13 250,18
2	977	3	286,81	X 1900 „	XI 1900 „	XI 1900 „	638,83	111,40	750,23
3	77	5	326,44	I 1904 „	I 1904 „	XII 1904 „	276,57	656,41	932,98
4	39	4	403,86	XI 1907 „	XI 1907 „	VII 1909 „	655,22	19 555,36	20 210,58
5	27	1	535,23	V 1911 „	V 1911 „	V 1911 „	1,64	—	1,64
						Всего	9 017,19	26 128,42	35 145,61

даря влиянию добычи скв. № 8/78 фонтанная добыча в фонтанировавших скважинах пласта составила 35,2%. Фонтанные скважино-месяцы составляли 25,8%, причем среднемесячная добыча фонтанов составила 388,0 *т*; две из скважин в западной части района, расположенные на оси антиклинали, дали более значительную

[1] Начало фонтана в I 1900 г.
[2] Начало фонтана в I 1905 г.

Таблица 16.

% фонтанной добычи	Число месяцев эксплоатации: Фонтан.	Механиз.	Всего	% месяцев фонтанирования	Средняя месячная добыча, т: Фонтанная	Механизиров.	Всего
6,4	1	148	149	0,7	2 776,49	275,0	291,0
100,0	1	—	1	100,0	3 439,90	—	3 439,90
99,7	17	6	23	74,0	4 165,80	66,85	3 100,0
100,0	1	—	1	100,0	32,76	—	32,76
100,0	1	—	1	100,0	1 801,85	—	1 801,85
96,1	10	3	13	76,9	617,38	89,35	494,85
100,0	1	—	1	100,0	1 842,81	—	1 842,81
100,0	1	—	1	100,0	24 750,92	—	24 750,92
22,7	12	71	83	14,5	304,10	174,20	193,70
0,025	1	113	114	0,7	8,19	289,25	286,35
58,5	3	6	9	33,2	3 999,90	1 440,0	2 279,0
0,1	2	41	43	4,7	9,45	408,10	3 897,0
18,9	7	18	25	28,0	249,10	416,0	369,80
5,1	1	26	27	3,7	573,32	406,0	413,0
9,1	1	11	12	8,3	85,18	78,80	78,50
49,75	60	443	503	11,9	2 160,0	295,0	519,0

Таблица 17.

% фонтанной добычи	Число месяцев эксплоатации: Фонтан.	Механиз.	Всего	% месяцев фонтанирования	Средняя месячная добыча, т: Фонтанная	Механизиров.	Всего
56,1	5	8	13	38,4	1.485,0	726,10	1 020,0
84,1	2	1	3	66,7	319,41	111,60	250,07
29,7	1	6	7	14,6	276,57	109.35	133,10
3,2	1	19	20	5,0	655,22	1 028,90	1 011.20
100,0	1	—	1	100,0	1,64	—	1,64
25,7	10	34	44	22,7	901,7	769,0	799,0

добычу. Скважины в восточной части района, расположенные южнее, на южном крыле, имели незначительную добычу (фиг. 18 на стр. 80—81). В добыче VIII пласта, составившей на 1/X 1929 г. 215 558,12 *т*, из 75 скважин, фонтанировавшие скважины, давшие 17 652,42 *т*, составили всего 8,2% при 5,3% скважин, а собственно фонтанная добыча всего 2,9%.

IX пласт дал 8 фонтанных проявлений, причем только фонтан № 8/1, длившийся с марта по декабрь 1897 г., дал 29 288,32 *т* нефти, что дает 2 928,83 *т* в месяц. В остальных 7 случаях количество выброшенной нефти не достигало даже 50 *т*. В трех из этих скважин вслед за выбросом последовала эксплоатация механизированным способом.

Благодаря добыче фонтана № 8/1 фонтанная нефть в фонтанировавших скважинах составляет 67,0%. Влиянием этой скважины объясняется также среднемесячная добыча фонтанов пласта в 1638,0 *т*. Все фонтанные проявления пласта приурочены к сводовой части антиклинали, имея своими крайними точками №№ 1/64 и 1/27, причем скважины группируются в двух частях района: на западе около 976-го участка и на востоке в районе 1-го участка. Из всех скважин наиболее далеко отстоит от оси антиклинали скв. № 1/27 (фиг. 16). С IX пласта на 1/X 1929 г. получено из 89 скважин 203 703,94 *т* нефти, и добыча фонтанировавших скважин составляет 21/6%, тогда как скважины 9,0%, а собственно фонтанная добыча 14,4% добычи пласта.

Более детальные данные о фонтанах как IX, так и VIII пластов приведены в табл. 18.

Фонтаны спаниодонтелловой свиты.

Рассмотренные данные показывают, что все 11 нефтеносных пластов спаниодонтелловой свиты проявили себя фонтанами и притом в первоначальный период эксплоатации. Всего из этой свиты фонтанировало 106 скважин из общего числа 1079 скважино-эксплоатаций (пластов), или фонтанные скважины составляют немного менее 10% (9,8%). Роль фонтанных скважин в общем их числе по пластам приведена в диаграмме (фиг. 19).

Максимальное число скважин падает на VI пласт, затем на VII и III пласты и минимальное на 2-й водоносный пласт. Наибольшее число фонтанов было с III и VI пластов, а минимальное со второго водяного и восьмого.

Для большей наглядности представим данные об участии добычи фонтанировавших скважин, и фонтанной в частности, в добыче каждого пласта на 1/X 1929 г. в виде диаграммы (фиг. 20).

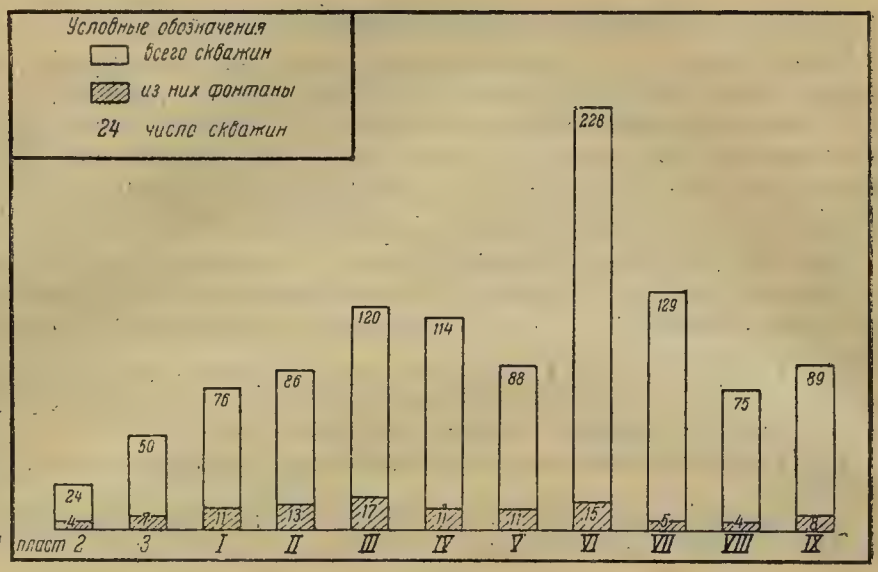
Фактические данные для этой диаграммы приведены в табл. 19 на стр. 81.

По количеству добытой из них нефти пласты спаниодонтелловой свиты можно расположить в следующем порядке: III, I, VI,

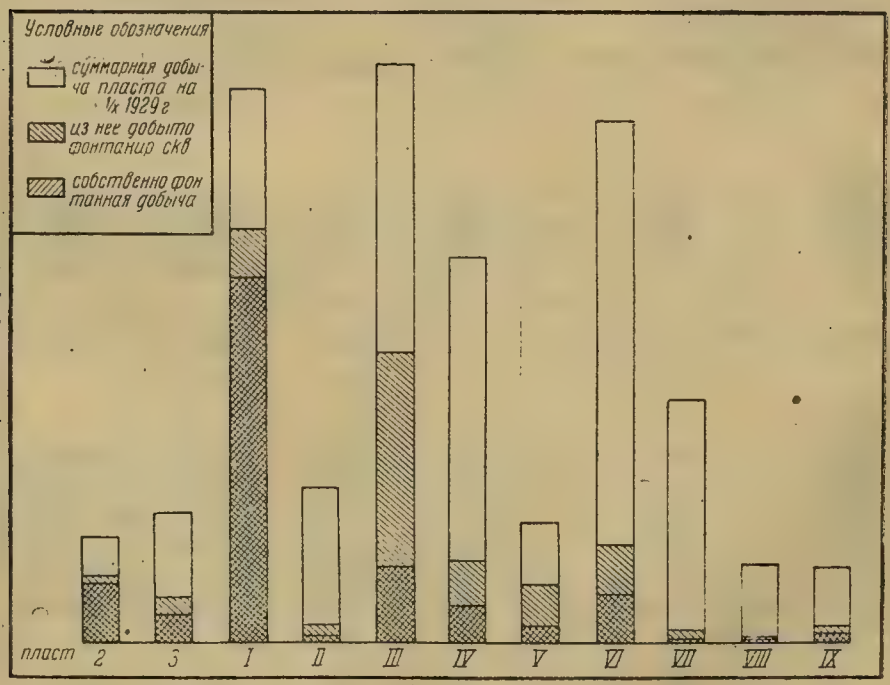
Таблица 18.

№№ по порядку	№№ участков	№№ скважин	Глубина, м	Время эксплоатации пласта: Начало эксплоат.	Конец фонтан.	Конец эксплоат.	Добыча нефти, *т*: Фонтанной	Механизирован.	Всего	% фонтанной добычи	Число месяцев эксплоатации: Фонтан.	Механиз.	Всего	% месяцев фонтанирования	Средняя месячная добыча, *т*: Фонтанная	Механизиров.	Всего
									VIII пласт.								
1	63	6	313,63	I 1902 г.	I 1902 г.	IX 1902 г.	453,74	3 505,34	3 959,08	11,4	1	11	12	8,3	453,74	319,0	330,0
2	78	8	472,75	I 1905 „	I 1906 „	VII 1907 „	5 584,59	7 909,72	13 494,31	41,4	13	33	46	28,3	429,30	239,90	293,0
3	27	1	606,85	VI 1911 „	VI 1911 „	VI 1911 „	2,46	—	2,46	100,0	1	—	1	100,0	2,46	—	2,46
4	1	100	379,17	IV 1914 „	IV 1914 „	V 1914 „	163,80	32,77	196,57	83,2	1	2	3	33,2	163,80	16,38	65,45
					Всего		6 204,59	11 447,83	17 652,42	35,2	16	46	62	25,8	388,0	249,0	283,0
									IX пласт.								
1	1	8	394,72	III 1897 г.	XII 1897 г.	XII 1897 г.	29 288,32	—	29 288,32	100,0	10	—	10	100,0	2,928,83	—	2,928,83
2	976	7	320,04	IV 1901 „	VII 1901 „	VII 1901 „	28,67	—	28,67	100,0	2	—	2	100,0	14,33	—	14,33
3	976	5	288,04	IX 1901 „	IX 1901 „	VII 1914 „	2,21	9 921,49	9 923,70	0,02	1	130	131	0,8	2,21	76,20	75,70
4	63	1	314,55	I 1902 „	I 1902 „	VI 1902 „	1,47	339,57	341,04	0,4	1	6	7	14,3	1,47	55,72	47,75
5	64	2	379,78	I 1902 „	I 1902 „	I 1902 „	13,10	—	13,10	100,0	1	—	1	100,0	13,10	—	13,10
6	64	9	381,0	II 1902 „	II 1902 „	II 1902 „	21,29	—	21,29	100,0	1	—	1	100,0	21.29	—	21,29
7	27	1	641,60	VII 1911 „	VII 1911 „	VII 1911 „	21,95	—	21,95	100,0	1	—	1	100,0	21,95	—	21,95
8	145	44	423,06	I 1915 „[1]	II 1915 „	III 1917 „	45,86	4 308,07	4 353,93	1,1	1	27	28	3,6	45,86	159,75	155,60
					Всего		29 422,87	14 569,13	43 992,0	67,0	18	163	181	9,95	1,638,0	89,4	243,0

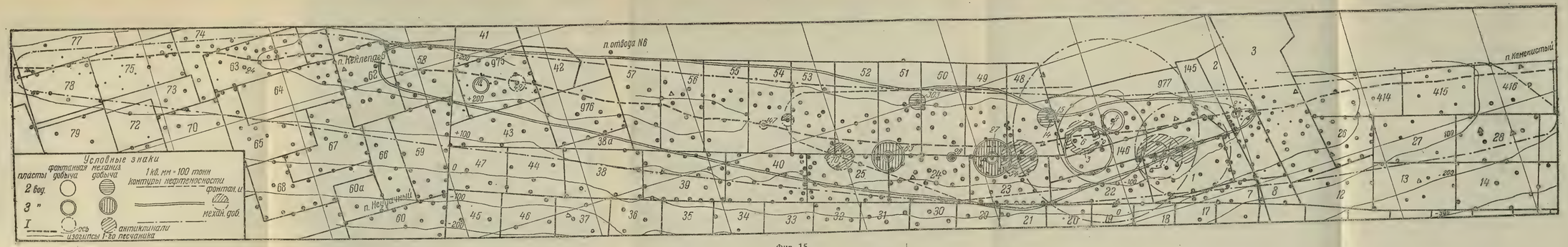
[1] Начало фонтана в II 1915 г.


Условные обозначения
всего скважин
из них фонтаны
24 число скважин
24
4
50
8
76
11
86
13
120
17
114
11
88
11
228
15
129
5
75
4
89
8
пласт 2
3
I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII
IX

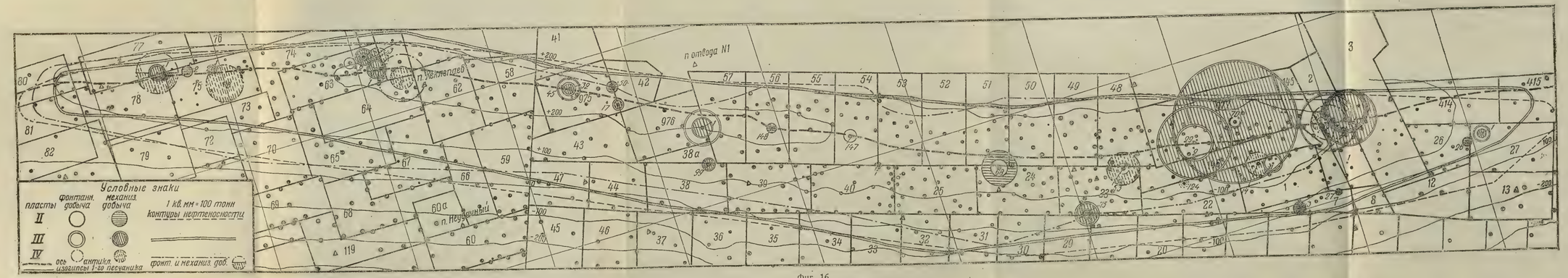
Фиг. 19.


Условные обозначения
суммарная добыча пласта на 1/x 1929 г
из нее добыто фонтанир скв
собственно фонтанная добыча
пласт
2
3
I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII
IX

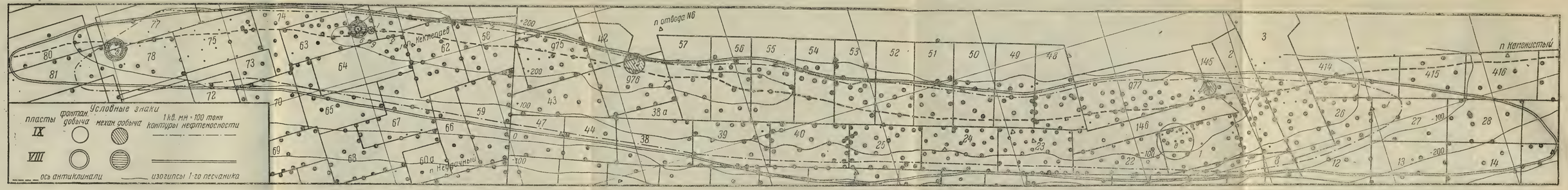
Фиг. 20.


Условные знаки
пласты
фонтанная добыча
механиз. добыча
1 кв. мм = 100 тонн
контуры нефтеносности
2 вод.
3 "
I
фонтан. и механ. доб.
ось антиклинали
изогипсы 1-го песчаника
п. Кейлепдев
п. Неугасимый
п. отвода N6
п. Каменистый

Фиг. 15.


Условные знаки
пласты
фонтанн. добыча
механиз. добыча
1 кв. мм = 100 тонн
контуры нефтеносности
II
III
IV
ось антикл.
изогипсы 1-го песчаника
фонт. и механиз. доб.
п. Кейлепдев
п. Неугасимый
п. отвода N1

Фиг. 16.


Условные знаки
пласты
фонтан добыча
механ добыча
1 кв. мм = 100 тонн
контуры нефтеносности
IX
VIII
ось антиклинали
изогипсы 1-го песчаника
Кектендев
п отвода N6
п Неудачный
п Каменистый

Фиг. 17.

Условные знаки
пласты
фонтанная добыча
механизир. добыча
1 кв. мм = 100 тонн
контуры нефтеносности
V
VI
VII
ось антикл.
изогипсы 1-го песчаника
Кектендев
п отвода N6
п Неудачный
п Каменистый

Фиг. 18.

Таблица 19.

Пласт	Добыто из пласта нефти на 1/X 1929 г., *т*	Из них		% нефти фонтанир. скваж.	% фонтанной нефти
		Фонтанир. скважинами	Фонтанами		
2	282 046,39	175 589.16	165 962.24	62,3	58,8
3	340 586,44	117 273,11	64 054,51	34,5	18,8
1	1 495 120,51	1 117 426,65	986 550,65	73,5	65,8
II	419 082,78	45 641,19	13 078,44	10,9	3,1
III	1 561 277,55	786 661,22	203 921,79	50,4	15,0
IV	1 041 863,85	219 717,50	99 341,65	19,6	9,5
V	326 876,53	153 595,13	43 094,73	47,0	13,2
VI	1 411 895,76	260 545,19	129 878,34	18,5	9,2
VII	657 118,33	35 145,61	9 017,19	5.5	1,4
VIII	215 558,12	17 652,42	6 204,59	8,2	2,9
IX	203 703,94	43 992,00	29 422,87	21,6	14,4
Всего .	7 955 130,20	2 973 239,18	1 750 527,00	37,4	22,1

VII, II, 3, V, 2 пласты. Несколько иное место занимает добыча фонтанировавших скважин по отношению друг к другу. Максимальную добычу из фонтанировавших скважин (в порядке величины) дали I, III, VI, IV, 2-й и 3-й пласты; примерно в том же порядке идут они по количеству фонтанной нефти.

Нефть фонтанировавших скважин в общей добыче отдельных пластов составляет от 73,5% в I пласте до 5,5% в VII. Больше 50% она составляла в 2-м, I и III пластах. Фонтанная же нефть почти для всех пластов составляет не более 20,0% от общей добычи. Исключение составляют 2-й и I пласты с их мощными фонтанами начала разработки района. В первом они составляют 58,8% и во втором—65,8%. Общий процент добычи фонтанировавших скважин по свите—37,4, а фонтанная добыча составляет 22,1%.

Рассматривая фонтаны по продолжительности, имеем, что наиболее длительный фонтан был с I пласта (41 мес.); за ним по продолжительности идут фонтаны III пласта (26 мес.), 2-го (22 мес.) и 3-го (21 мес.) Все продолжительные фонтаны приурочены к верхним пластам района, вскрытым в первый период эксплоатации. Из более нижних пластов спаниодонтелловой свиты относительно продолжительный фонтан (17 мес.) имел место с VI пласта. Фонтаны остальных пластов имели еще меньшую продолжительность, и для VII пласта не превышали 5 месяцев. Интересно отметить, что для II пласта, входящего в свиту верхних, наиболее продуктивных пластов, срок фонтанирования не превышал 7 месяцев. Это лишний раз подтверждает указанную раньше малую продуктивность пласта.

Фонтанные скважино-месяцы в фонтанировавших скважинах составляют от 9,9 до 40,1%. Более 25% они составляют в 2-м, 3-м, I, III, V и VIII пластах. В первых четырех из них это объясняется

влиянием продолжительных фонтанов первого периода эксплоатации. В двух последних сказывается влияние наличия сравнительно большого числа скважин, в которых после кратковременного фонтанного выброса эксплоатация была прекращена. Типичный „механизированный“ пласт—VI—дает весьма низкий процент фонтанных скважино-месяцев (11,9). В общем спаниодонтелловая свита характеризуется главным образом кратковременными фонтанными выбросами. Из общего числа 106 фонтанов 47, или 44,4%, длились не более месяца. Фонтанов длительностью от 2 до 5 месяцев было 30, или 28,2%. Продолжительных фонтанов с длительностью более 10 месяцев было всего лишь 16, или 15,2%. Это—главным образом фонтаны первого периода эксплоатации—момента вскрытия пластов.

Данные о распределении фонтанов спаниодонтелловой свиты по длительности и максимальной длительности их по пластам приведены в табл. 20.

Таблица 20.

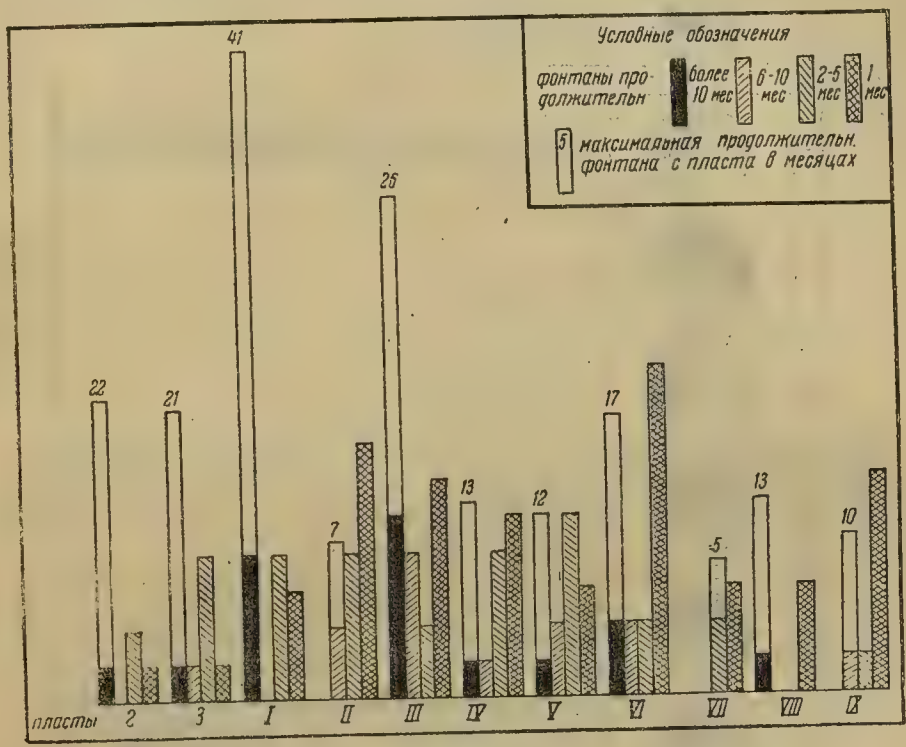
Пласт	Число фонтанировавших	Длительность фонтанирования в месяцах				Максимальная длител. фонтан., месяцев	% фонтанных скв.-мес. в фон. скв. пласта
		Более 10	6—10	2—5	1		
2	4	1	—	2	1	22	40,1
3	7	1	1	4	1	21	27,4
I	11	4	—	4	3	41	30,1
II	13	—	2	4	7	7	20,9
III	17	5	4	2	6	26	26,1
IV	11	1	1	4	5	13	12,2
V	11	1	2	5	3	12	30,5
VI	15	2	2	2	9	17	11,9
VII	5	—	—	2	3	5	22,7
VIII	4	1	—	—	3	13	25,8
IX	8	—	1	1	6	10	9,9
Всего .	106	16	13	30	47	мес. 41	—
% . . .	100,0	15,2	12,2	28,2	44,4		

По данным этой таблицы построена диаграмма (фиг. 21). Обращает на себя внимание значительная максимальная продолжительность фонтанов I, III, 2-го и 3-го пластов.

Наибольшее число длительных фонтанов было с III, I и VI пластов. Кратковременными фонтанными выбросами характеризуются IV, II, IX и III пласты. Максимальную фонтанную добычу на одну скважину в спаниодонтелловой свите дал пласт I. Следующие за ним по величине фонтаны были со 2-го и VI пластов. Интересно, что, вообще говоря, максимальная добыча механизированной скважины больше, чем фонтанной с тех же пластов. Исключение составляют только I и 2-й пласты.

Распределяя фонтаны рассматриваемой свиты по величине их добычи, получим следующую картину (фиг. 22). Фонтаны с добы-

чей больше 100 000 *т* имелись только с I и 2-го пластов. От 50 000 до 100 000 *т* имелось только по одному фонтану с III и VI пластов. Большинство фонтанов дало добычу меньше 50 000 *т*. Маломощных фонтанов с добычей от 0 до 500 *т* (выбросы) было 41 из 106, или 38,7% а от 500 до 1000 *т* было 12 фонтанов, или 11,3%. 50% фонтанов относятся к незначительным, до 1000 *т*.

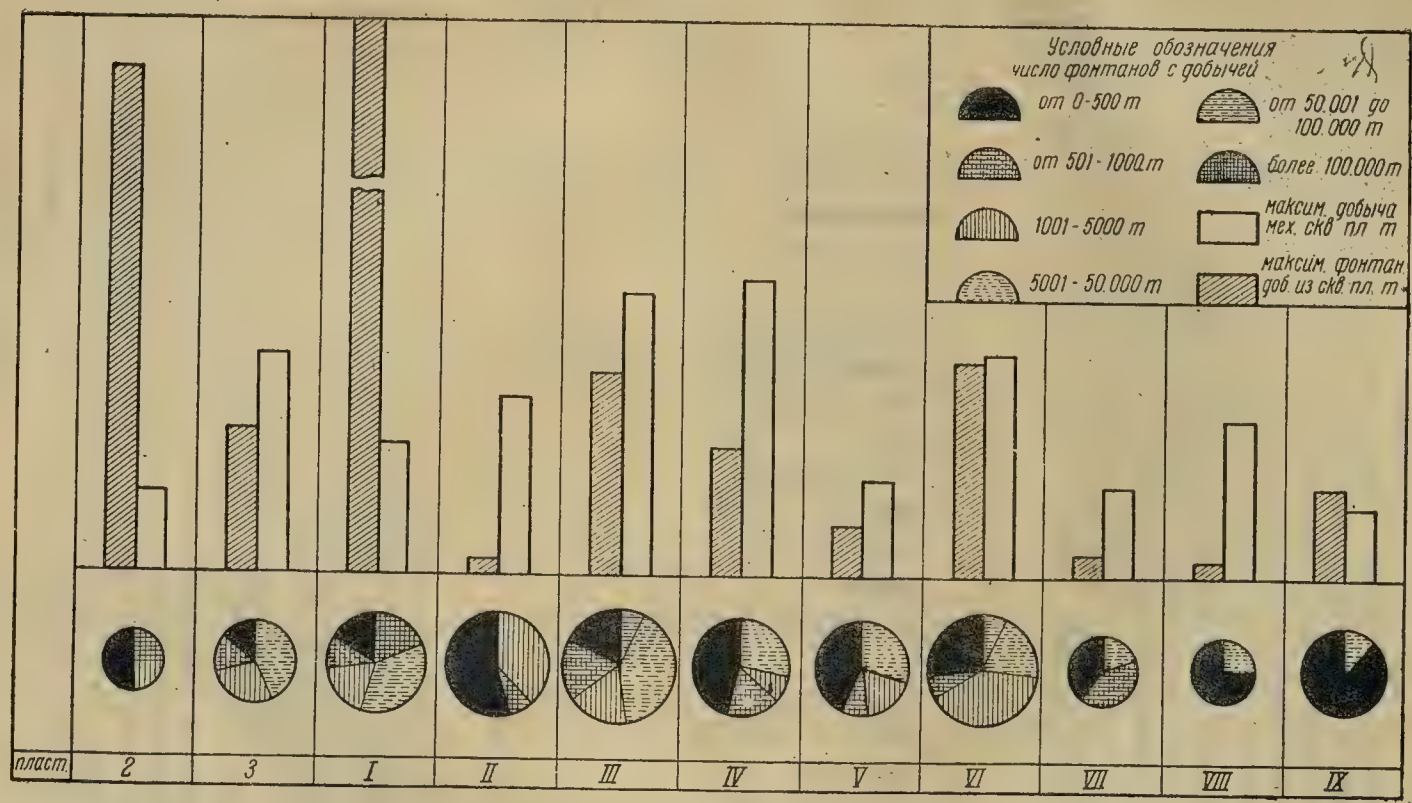


Фиг. 21.

Максимальное количество незначительных фонтанов имелось с IX, VIII, II и V пластов, вообще характеризующихся незначительной добычей.

Более подробные данные о максимальной фонтанной добыче одной скважины каждого из пластов спаниодонтелловой свиты, равно и механизированной, а также о распределении имевших место фонтанов по мощности приведено в табл. 21 на стр. 85.

Как указывалось раньше, все фонтаны спаниодонтелловой свиты приурочены к начальному периоду эксплоатации района, т. е. для каждого отдельного пласта к первоначальному периоду его эксплоатации. С I пласта была получена первая нефть в районе из скважины фонтаном, начавшимся 6/X 1930 г., за ним вступили в эксплоатацию 2-й, 3-й и II пласты.


Условные обозначения
число фонтанов с добычей
от 0-500 т
от 501-1000 т
1001-5000 т
5001-50.000 т
от 50.001 до 100.000 т
более 100.000 т
максим. добыча мех. скв. пл. т
максим. фонтан. доб. из скв. пл. т
пласт.
2
3
I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII
IX

Фиг. 22.

Таблица 21.

Пласт	Фонтаны с добычей фонтанной нефти, *т*						Максимальная фонт. добыча из скв. пласта, *т*	Максимальная добыча механизированной скв.-пласта, *т*
	Более 100000	50000—100000	5000—50000	1001—5000	501—1000	0—500		
2	1	—	—	1	—	2	164 204,58	26 349,85
3	—	—	3	2	1	1	46 884,24	71 328,02
I	2	—	4	2	1	2	720 992,67	42 710,49
II	—	—	—	5	1	7	4 799,48	57 279,49
III	—	1	7	3	3	3	65 227,27	91 822,46
IV	—	—	3	1	2	5	41 309,17	96 878,01
V	—	—	3	2	1	5	16 828,50	31 804,36
VI	—	1	3	6	1	4	70 984,86	72 927,58
VII	—	—	1	—	2	2	7 444,93	29 241,10
VIII	—	—	1	—	—	3	5 584,59	51 626,53
IX	—	—	1	—	—	7	29 288,32	23 979,59
Всего .	3	2	26	22	12	41	720 902,67	96 870,01
% . . .	2,8	1,9	24,5	20,8	11,9	38,7	—	—

Последним из пластов спаниодонтелловой свиты был VIII пласт. Порядок вступления пластов в эксплоатацию представлен в виде диаграммы (фиг. 23).

Фиг. 23.

При этом в эксплоатации каждого пласта выделены следующие периоды. Период значительных фонтанов, куда отнесены такие, которые, помимо значительной (конечно, в масштабе пласта) до-

бычи, были достаточно продолжительны. Следующий—это период фонтанных выбросов. Сюда отнесены фонтаны деятельностью в 1—2 или немного более месяцев с незначительной добычей. За ним следует период исключительно механизированной добычи.

Фонтанами при первом вскрытии характеризовались все спаниодонтелловые пласты за исключением 4 нижних — VI, VII, VIII и IX, в которых вначале была получена механизированная добыча. При этом для VII и VIII пластов период с механизированной добычей, предшествовавшей фонтану, был сравнительно значителен (более 2 лет), а для VI и IX пластов измерялся месяцами. Продолжительность периода значительных (в масштабе пласта) фонтанов колеблется от 1,5 до 5 лет максимум. Для IX пласта длительность этого периода даже менее одного года. Сравнительно большой продолжительностью характеризовались I, 3-й, III, IV и V пласты. На диаграмме велик период значительных фонтанов и для II пласта. Происходит это вследствие последовательного появления фонтанов с этого пласта. Заканчивается фонтанирование скважин пластов спаниодонтелловой свиты в 1914 г.

При этом наибольшей длительностью отличается I пласт, который, начав фонтанирование в этой свите, закончил его последним. Одновременно прекратили фонтанирование II и VIII пласты.

Общая продолжительность фонтанирования спаниодонтелловой свиты около 21 года, т. е. с X 1893 г. по IV 1914 г. Мощные фонтаны имели место немного более 12 лет.

Табл. 22 иллюстрирует и детализирует приведенные данные об этапах фонтанирования отдельных пластов датами.

Выводы.

Приведенный материал позволяет суммировать наши сведения о фонтанах спаниодонтелловой свиты Старо-Грозненского района.

1. Все фонтанные проявления пластов спаниодонтелловой свиты приурочены к первым годам эксплоатации этих пластов.

2. Как правило, в начале эксплоатации пласта имеют место наиболее мощные и продолжительные фонтаны. Затем наблюдаются только фонтанные выбросы и, наконец, в последующий период имеется только механизированная добыча.

3. Для большинства пластов получение первой добычи пласта сопровождалось фонтанами. Исключением являются VI, VII, VIII и IX пласты.

4. Продолжительность периода значительных фонтанов для всей свиты около 13 лет. По годам наибольшая фонтанная добыча была в 1895 г. К 1907 г. она достигает уже небольших размеров. Фонтаны с пластов этой свиты длятся до 1914 г., и общая продолжительность фонтанированная спаниодонтелловой свиты составляет таким образом 21 год. В 1915 и 1917 гг. было кратковременное переливание двух скважин через поршневые трубы.

5. Период значительных фонтанов колеблется от 9 месяцев (IX пласт) до 5 лет максимум, причем для пластов со значительной фонтанной добычей он длился от 4 до 5 лет. Длительность

Таблица 22.

Пласт	Время получения первой нефти с пласта	Время фонтанирования			Примечание
		Время получения перв. фонт.	Кон. знач. фонт. (собств. фонт.)	Конец фонтан. деят. пласта	
2	XI 1893 г.	XI 1893 г.	VIII 1895 г.	X 1899 г.	Скв. № 15/48, где в XII 1917 г. был выброс через поршневые трубы, исключена.
3	IX 1894 г.	IX 1894 г.	XII 1898 г.	II 1902 г.	
I	X 1893 г.	X 1893 г.	XII 1898 г.	IV 1914 г.	
II	III 1895 г.	III 1895 г.	VIII 1904 г.	IV 1914 г.	Можно считать XI 1900 г., так как значительных фонтанов нет.
III	X 1895 г.	X 1895 г.	IX 1900 г.	VI 1911 г.	
IV	VI 1897 г.	VI 1897 г.	VIII 1903 г.	XI 1908 г.	Время окончания последнего из 3 значительных фонтанов: первый окончил фонтанирование в VI 1898 г., второй—VIII 1900 г.
V	V 1896 г.	V 1896 г.	XI 1901 г.	III 1907 г.	
VI	II 1898 г.	V 1898 г.	V 1901 г.	X 1910 г.	
VII	VII 1897 г.	VIII 1899 г.	XI 1900 г.	XI 1907 г.	Скв. № 1/27 с добычей в 1,64 *т* исключена.
VIII	XII 1898 г.	I 1902 г.	I 1906 г.	IV 1914 г.	Конец второго небольшого фонтана.
IX	I 1897 г.	III 1897 г.	XII 1897 г.	VII 1911 г.	Выброс (переливание) скв. № 44/145 в II 1915 г. исключен.
Вся свита	X 1893 г.	X 1893 г.	I 1906 г.	IV 1914 г.	

периода фонтанных выбросов для отдельных пластов варьирует в широких пределах. Так, для I пласта она составляет 14 лет, а для 2-го и 3-го пластов—4 года.

6. Продолжительность фонтанирования отдельных скважин колеблется от выброса в течение одного дня или даже нескольких часов до 41 месяца (I пласт). Фонтаны длительностью более 20 месяцев были с I, III, 2-го и 3-го пластов. Длительность более 10 месяцев имели только 16 фонтанов, или 15,2% от общего числа их. Более полугода длилось 29 фонтанов, или 27,4%. Большинство фонтанов—это собственно непродолжительные фонтанные выбросы при вскрытии пласта.

7. Территориальные фонтаны приурочены к двум пунктам района—к 977, 1, 2, 3-му участкам на востоке и 976 и 975-му на западе. Объясняется это тем, что с этих участков началась буровая деятельность в районе.

8. Ориентируя фонтаны относительно оси антиклинали, видим, что все наиболее мощные фонтаны находятся на оси. Небольшая

часть фонтанов отстоит от оси не далее 100 *м*, и единичные фонтанные выбросы приурочены к участкам, расположенным в большем отдалении от оси.

9. Контуры предварительной промышленной нефтеносности пластов спаниодонтелловой свиты в общем постепенно увеличиваются сверху вниз от 2-го водоносного пласта до VI и затем книзу остаются примерно в пределах VI пласта.

При этом на севере они почти сливаются в одну линию, что находится в связи с искусственным ограничением их плоскостью надвига. На юге контуры спаниодонтелловых пластов не спускаются ниже 200-*м* изогипсы кровли I спаниодонтеллового песчаника. Между прочим, при определении этих контуров, приведенных в настоящей работе в несколько обобщенном виде, бросилась в глаза одна характерная особенность, это—разделение контуров нефтеносности как бы на две части: восточную с более широким контуром нефтеносности, которая заканчивается, примерно, у западной границы 39-го участка, и западную, со значительно более узким контуром, находящуюся западнее этой линии. Не останавливаясь на объяснении этого явления, так как вопросы эти выходят за рамки настоящей работы, укажем лишь, что, возможно, такое распределение контуров находится в связи со смещениями в этом районе, установленными в свое время *К. П. Калицким.*

Фонтанные скважины расположены в центральной части контура в своде складки у оси антиклинали. Ни в одном пласте мы не наблюдаем случая, чтобы фонтаны со значительной добычей были расположены на контуре или вблизи него. У контура имелись фонтанные выбросы и то в сравнительно значительном расстоянии.

10. Наиболее значительными фонтанами характеризовались I, III, 3-й, отчасти VI пласты. Вообще же фонтанов, давших более 50 000 *т* нефти, было всего пять, или 4,7%. Основную массу составляют не только кратковременные, но и маломощные фонтаны. 53 скважины, или 50%, дали при фонтанировании не более 1000 *т*. Максимальная добыча фонтана спаниодонтелловой свиты—720 992,67 *т*—получена с I пласта.

11. Длительными и наиболее мощными фонтанами характеризуются наиболее продуктивные пласты спаниодонтелловой свиты. Это I, III, VI и отчасти IV. Значительны были также фонтаны 3-го пласта. Продуктивность этих пластов находится, несомненно, в связи с их петрографическим характером и мощностью.

12. Сопоставление всех этих данных заставляет признать для спаниодонтелловых пластов Старо-Грозненского района газовый (капиллярно-газовый) режим.

G. Maximovich.

5. GUSHERS FROM THE SPANIODONTELLA SANDSTONES OF THE OLD GROZNY FIELD.

Summary.

In his report the speaker exposed most extensive materials concerning the gushers in the Old Grozny Field obtained from the *Spaniodontella* series and, on summing up all the data presently available, made the following conclusions:

1. All the fountain shows from the *Spaniodontella* beds are restricted to the first years of development of these beds.

2. As a rule, the most vigorous and lasting gushers are obtained at the outset of the development of a seam. Next to this only sporadic spouts are observable; lastly in the subsequent period only mechanical output takes place.

3. For most of the pay seams their first production was accompanied by gushers. An exception are the VI, VII, VIII and IX seams.

4. The average life of the larger gushers calculated for the *Spaniodontella* series taken as a whole, is about 13 years. By years the maximum production of gushers was that of 1895. Towards 1907 it already dropped off to insignificant quantities. Gushers from separate seams of this series continued till 1914, the total duration of the natural flow from the *Spaniodontella* series thus making up 21 years. In 1915 and 1917 two wells had a short flow through the suckers.

5. The life of the large gushers varies from 9 months (seam IX) to maximum 5 years, varying from 4 to 5 years for seams yielding the most productive flows. For separate seams the period of gushing wells varies within wide limits. Thus, for seam I it makes up 14 years, for seams 2 and 3,—4 years.

6. The duration of the fountain flow from separate wells varies from that of a short spout lasting a single day or but a few hours, to 41 months (seam I). Gushers having lived more than 20 months were obtained from seams I, III, 2 and 3. A duration above 10 months had only 16 gushers, or 15,2% to the general number of gushers; more than half a year lived 29 gushers, or 27,4% to this number. Most of the gushers are, properly speaking, but short spouts obtained when a pay seam is first opened up.

7. Territorially, the gushers are confined to two localities in the field, namely to lots 977, 1, 2 and 3 in the east, and lots 976 and 975 in the west. Such a distribution of the gushers is explained by this, that the named lots have been the starting points of the drilling activity in the field.

8. In orienting the gushers relative to the axis of the anticline one may see (figs 15, 16, 17 and 18), that all the most productive gushers are confined to this axis. A small number of gushers are located at a distance of not above 100 m from the anticlinal axis, but single sporadic spouts being confined to lots which are farther removed from it.

9. The contours of the initial productive pool of the seams, of the *Spaniodontella* series are, on the whole, gradually expanding downwards, from the 2-nd water horizon to seam VI; farther down they remain approximately within the limits of seam VI.

Moreover, on the north they are almost merging into a single line, which depends on their being here artificially limited by the thrust plane.

In the south the contours of the *Spaniodontella* beds do not sink below the 200 m contour of the roof of the *Spaniodontella* sandstone. It is interesting that in determining these contours which in the present paper are presented in a somewhat summarized form, one characteristic feature was readily stated. Namely, the oil pool appeared to fall into two parts: an eastern, with wider contours extending to about the western limit of lot 39, and a western, with much narrower contours, lying to the west of this line. Not dwelling upon the explanation of this fact, as these problems are not concerned in the report, the speaker pointed out that such a distribution of the oil pool might stand in connection with the dislocations formerly established in the region by *K. P. Kalitsky.* [1]

[1] Mém. Com. Géol., Nouv. série, fasc. 24, 1904.

The gushing wells are located in the central part of the pool, in the crown of the anticline, at the anticlinal axis. None of the pay seams allows to observe cases of highly productive gushers located on the contours of the pool, or near these latter. There have been but sporadic spouts obtained at the contours, yet also at rather considerable distance from them.

10. Characterized by strong gushers have been the I, III, 3 and, in part, VI seams, but, on the whole, there have been but 5 (or 4,79%) gushers with a production above 50 000 tons of oil. Their main mass presents not only short living, but also little productive gushers. 53 wells (or 50% to their total number) have gushed not above 1 000 tons. The maximum production of a gusher of 720 992,67 tons from the *Spaniodontella* series was obtained from seam I.

11. Long-living and most vigorous gushers are characteristic of the most productive seams of the *Spaniodontella* series. These are the I, III, VI and, in part, IV seams. Considerable gushers were also obtained from seam 3. The productivity of these seams is doubtlessly depending on their petrographic character and thickness.

12. Comparison of all these data compels to admit for the *Spaniodontella* beds of the Old Grozny Field a gas (capillary—gas) régime.

IV. АРТЕМОВСКИЙ РАЙОН

IV. THE ARTEMOVSK DISTRICT

А. Н. Кожушко.

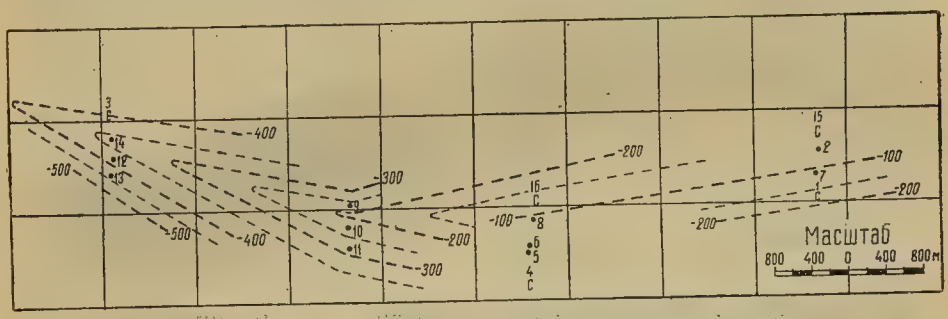
6. ОБЗОР РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ 1932 г. В АРТЕМОВСКОМ РАЙОНЕ.

(Доклад на пленуме второй конференции).

В состав Артемовского района, помимо Вознесенской эксплоатационной площади, входят разведочные площади Молгабек, Алхазово и Харбиджин.

Молгабек.

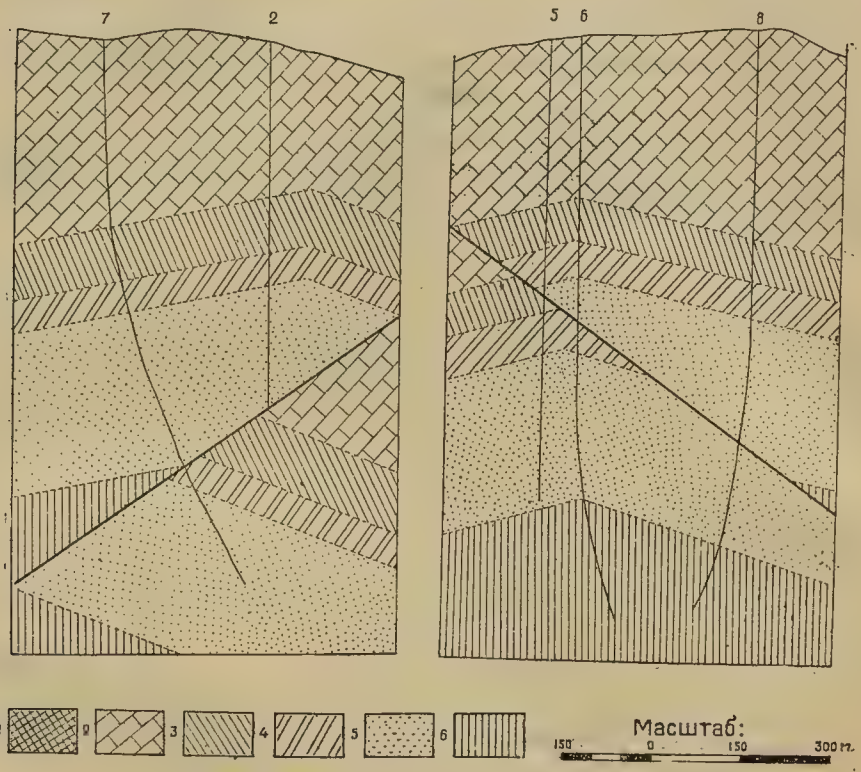
В результате разведочного бурения 1932 г. получено много новых данных по геологическому строению средней и западной части месторождения. Структура восточной части пока освещена лишь более ранними работами (скв. №№ 15, 2, 7 и 1 (см. фиг. 24 и 25).



Фиг. 24. Структурная карта Молгабекского месторождения.
Structure map of the Molgabek Oil-Field.
Кровля VIII группы спаниодонтовых песчаников надперебросового крыла в горизонталях.
Roof of the groop VIII of *Spaniodontella*—sandstones in the overthrusted limb shown by contours.

Средняя часть площади, структура которой изображена на фиг. 26, освещена скв. №№ 8а, 6 и 5. Две последние не внесли ничего нового. В первой из них аварии, имевшие место при работах, не позволили произвести испытания вскрытого продуктивного горизонта, а в последней работы вообще не производились. В скв. № 8а, помимо ранее вскрытых в надперебросовом крыле продуктивных горизонтов, два других были вскрыты и в подперебросовом крыле. XI — XIII пласты, вскрытые на глубине 834 — 872 *м*, которые по образцам представлены бурыми мелкозернистыми песками, дали при кароттировании сопротивление от 34 до 50 Ω. Высокий интерес представляет также и XVI пласт, вскрытый на глубине 936 — 951 *м* и также представленный нефтеносными желтовато-серыми песками с сопротивлением от 28 до 32 Ω. Из скважины,

через заполняющий ее до устья столб глинистого раствора, происходит обильное истечение газа, сопровождающееся выбросами раствора. Проба газа, полученного при этом, показала, что он при уд. весе 0,58 состоит в основном из метана. Поскольку в скважине в 10-дм. (254-*мм*) колонне произведен тампонаж над

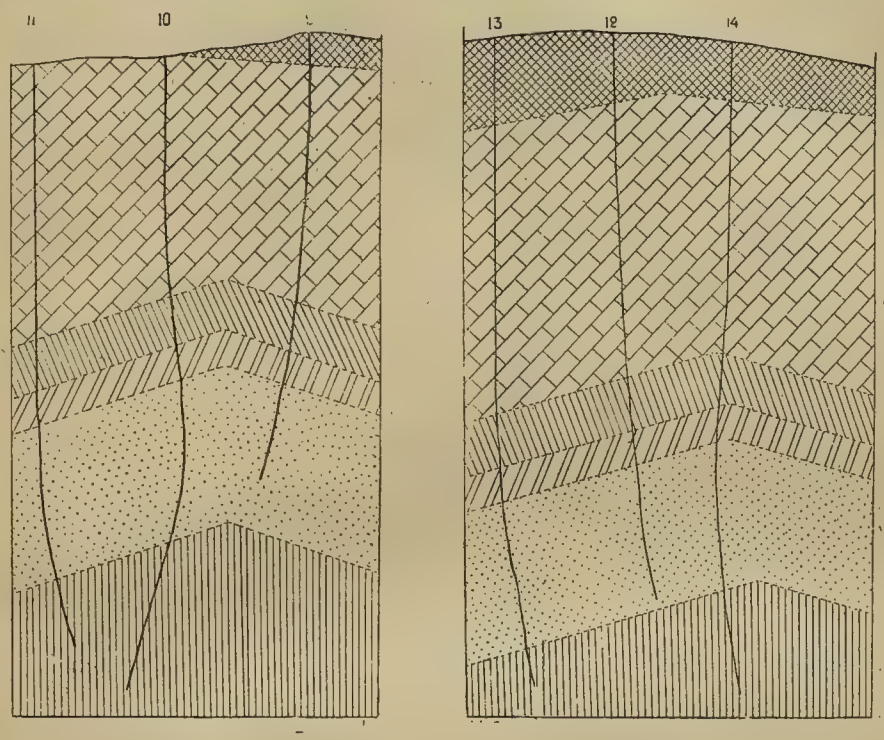


Фиг. 25. Фиг. 26.

1—акчагыл—Akchaghylian; *2*—верхний сармат и грозненские слои—Upper Sarmatian and Grozny beds; *3*—криптомактровые слои—*Cryptomactra* beds; *4*—нижний сармат. Lower Sarmatian; *5*—спаниодонтелловые слои — *Spaniodontella* beds; *6*—чокракско-спириалисовые слои—Chokrak-*Spirialis* beds.

плоскостью надвига, а истечение газа из вышележащих пластов надпереброcового крыла затруднено; наблюдающиеся газопроявления надлежит отнести к одному из названных горизонтов, вероятнее всего к XVI пласту, нефтеносность которого выражена слабее, нежели песков XI и XIII пластов. Образцы песка XVI пласта оставляют жирные пятна на бумаге. Имея в виду, что еще ранее были обнаружены хорошие признаки нефтеносности в надпереброcовом крыле в IV, V, IX и X пластах, надо считать, что всего данною

скважиной пройдено 6 продуктивных горизонтов. Характер песков XII и XIII пластов надвинутого крыла остался не выясненным, так как последний оказался срезанным надвигом, и скважина после XI надпереброcового вошла в VII подпереброcовый пласт. Замеры искривления, произведенные в скважине, показали, что последняя



Фиг. 27. Фиг. 28.

(Условные обозначения см. фиг. 25—26).

в общем равномерно увеличивала кривизну, с направлением на SE. Это позволяет сделать допущение, поскольку можно считать установленным тенденцию к искривлению скважин вверх по восстанию пластов и встречу последнего под меньшими углами, что пласты подпереброcового крыла, так же как и пласты надпереброcового крыла имеют падение на север и что скважина пересекла пласты северного крыла подпереброcовой части антиклинали, срезанные плоскостью надвига, падающей на север под углом около 36°. Ось этой подпереброcовой части антиклинали проходит через скв. №№ 5 и 6, имея падение на север под углом 13—15°, причем так, что первая из двух последних буровых лежит в основном на южном, а последняя на северном крыле антиклинали в ее присводовой части. Это обстоятельство проливает свет на то, что пески

VIII группы в скв. № 5 были, по словам работников бурения, более насыщены нежели соответствующие пески из скв. № 6, и позволяет надеяться на возможность нахождения на крыльях нефтеносных зон, определяя тем самым направление дальнейшего бурения.

На следующем к западу профиле (скв. №№ 9, 10 и 11а — см. фиг. 27) в работе находились две последние буровые, причем в одной из них (№ 10) было произведено испытание XVI пласта, вскрытого на глубине 857,5 — 874 *м* и представленного мелкозернистыми серыми у кровли, а ниже желтоватыми песками. *Здесь был получен мощный газовый фонтан с давлением до 40 атм. Газ* уд. веса 0,586, и состоящий в основном из метана, *выделялся из скважины с дебитом около 170000 м³ в сутки.*

Заложенная несколько южнее скв. № 11а вскрыла XVI пласт при глубине 908 — 923 *м*. Этот пласт в верхней части был выражен светлосерым зеленоватым крепким песчаником, ниже же мелкозернистым желтовато-серым песком, дающим с бензином хорошую вытяжку бурого цвета. При каротировании данного горизонта было обнаружено сопротивление от 106 до 205 Ω. (XI и XIII пласты, вскрытые на глубине 839 — 881 *м* и выраженные в скв. № 10 нефтеносным у кровли и водоносным у подошвы песчаником, в скв. № 11а оказались водоносными.

При бурении скв. № 11а никаких тектонических нарушений обнаружено не было, если не считать небольших угловых несогласий, отмеченных в верхней части спаниодонтовых слоев. Разрез этой скважины вполне согласуется с разрезами скважин более западного профиля. Сравнение разрезов скв. №№ 10 и 11а показало, что они незначительно разнятся в нижней части спаниодонтовых слоев. В первой из скважин (№ 10) XI пласт представлен песчанистыми глинами, а XII и XIII соединены в одно целое, залегая на глубине 806—828 *м*. Принимая их мощность равновеликой VIII группе в скв. № 11а мы при той же подошве имели бы кровлю этих пластов на глубине 786 *м*, т. е. расхождение обоих разрезов выразилось бы цифрою около 20 *м*. Мощность спаниодонтовых слоев в обеих скважинах одинакова и тождественна с тою, которая обнаружена в скважинах других профилей, поэтому проведение плоскости надвига над XI пластом и отнесение его и нижележащих к подпереброcовой толще пока является преждевременным. Возможно предполагать здесь наличие и нормальной складки, причем неизвестно какое крыло (северное или южное) пересекает скв. № 10, так как замеры кривизны в ней были произведены лишь до глубины 647,5 *м* и последний из них показал, что скважина здесь меняет искривление из NE 61° на SE 109°, т. е. она должна на данной глубине, соответствующей средней части спаниодонтовых слоев, пересекать слои, имеющие падение на север. Скв. № 11а имеет равномерное искривление на NE и лежит следовательно на южном крыле складки, присводовая часть которой пересекается скв. № 10 (фиг. 28).

На самом западном профиле ценные результаты получены в настоящее время лишь на крайних буровых скважинах профиля №№ 14 и 13, а в скв. № 12 производились ловильные работы. Скв. № 14 вскрыла в спириалисовой толще два горизонта со значительными признаками газонефтеносности. К сожалению оба горизонта образцами не представлены. Судя по данным кароттажа, как XIV пласт, вскрытый на глубине 942—958 *м*, так и XVI, на глубине 983—994 *м*, имеющие сопротивление от 45 до 138 Ω первый, и от 44 до 245 Ω второй, являются продуктивными.

В скв. № 13, лежащей в 400 *м* к югу, продуктивным является лишь один XVI пласт, вскрытый на глубине 1087—1097 *м*. Он при кароттаже показал сопротивление до 165 Ω. XIV пласт, пройденный в скв. № 13 на глубине 1048—1063 *м*, продуктивным не оказался, равно как и все вышележащие песчаники спаниодонтовой толщи. Пески XI—XIII пластов во всех трех скважинах водоносны.

Необходимо отметить, что XIV пласт такой мощности обнаруживается впервые, и в более восточных профилях констатирован не был. Замеры кривизны, произведенные в скв. № 14, показали, что скважина первоначально имеет искривление на SW и SE, но затем в спаниодонтовых слоях изменяет таковое на NE. Сказанное позволяет, имея в виду общую тенденцию скважин искривляться по восстанию, допустить, что пласты спаниодонтовой и спириалисовой толщ, пересекаемые скв. № 14, принадлежат к южному крылу складки, а верхнесарматские и грозненские слои к северному крылу и что скважина пересекает в криптомактровых слоях ось антиклинали, падающую на N под углом 11—12°, выходя на дневную поверхность несколько севернее скв. № 12.

На основе работ 1932 г., а также ряда предыдущих можно подвести основные итоги.

Распространение продуктивности пластов можно представить таблицей, где кровля пласта указана над уровнем Черного моря в метрах (см. табл. 23 на стр. 96).

Эти материалы позволяют сделать следующие выводы о продуктивности пластов:

1. Возможна газоносность первого горизонта, проходящего примерно по топографическому гребню, длинной, но узкой полосой через скв. №№ 6 и 2 и почти до меридиана скв. № 8а.

2. Обнаружены значительные признаки нефтеносности III горизонта. Их можно распространить на территорию от скв. № 6 и вниз по падению от скв. № 8а на 50 *м*. По простиранию продуктивное поле ограничено меридианами, проходящими между профилями I—II и II—III.

3. Примерно такие же размеры возможно имеет и продуктивное поле V—IX пластов. Характер насыщающей их жидкости (газ, нефть) не ясен, и продуктивность их установлена кароттажем.

4. Продуктивное поле X пласта, сказавшееся газовым фонтаном в скв. № 7 (где он испытывался вместе с песками VIII группы),

Таблица 23.

№№ скважин	I—II пласты		III—IV пласты		V пласт		IX пласт		X пласт		XI—XIII пласты		XIV пласт		XVI пласт	
	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде
Надперебросовое крыло																
2	+126	Газ.	+ 85	Характер неясен, по образцам непродуктивен, отнош. водоносн. неизвестно.	+ 60	Характер неясен, по образцам непродуктивен, отнош. водоносн. неизвестно.	— 20	Характер неясен, по образцам непродуктивен, отнош. водоносн. неизвестно.	— 33	Характер неясен, по образцам непродуктивен, отнош. водоносн. неизвестно.	—	—	—	—	—	—
6	+185	Продуктивн. горизонт.	—	—	—	—	—	Вода? По кароттаж. диаграм. сопр. 6—12Ω.	—	Газ.	—	Газ и притоки нефти.	—	—	—	—
7	—	—	+ 73	—	+ 32	—	— 51	—	— 86	—	—108	—	—	Образцов нет. По кароттажу менее или более 15Ω.	—	—
8а	+106 в(?)	Вода? По кароттажу диагр. сопр. 6—12Ω.	+ 73	Притоки нефти.	+ 64	Продуктивн. горизонт.	Вод 39	Продуктивн. горизонт.	— 47	Продуктивн. горизонт.	—	—	—	—	—	—
9	— 7	Вода.	— 29	Вода? По описан. характерист. песков, где нет указаний на смачив. образца.	— 51	Вода? По описан. характерист. песков, где нет указаний на смачив. образца.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	+ 20	Вода? По кароттажу диагр. сопр. 6—12Ω.	— 5	Вода? По описан. характерист. песков, где нет указаний на смачив. образца.	— 36	Вода? По описан. характерист. песков, где нет указаний на смачив. образца.	—137	Вода? По описан. характерист. песков, где нет указаний на смачив. образца.	—157	Вода? По описан. характерист. песков, где нет указаний на смачив. образца.	—229	Вода. Притоки нефти.	—255	?	—280	Газ. Притоки нефти.
11а	— 78	Вода.	— 98	Вода.	—126	Вода.	—239	Вода.	—259	Образцов нет. По кароттажу менее или более 15Ω.	—275	Вода.	—320	Образцов нет. По кароттажу менее или более 15Ω.	—344	Притоки нефти.
12	—182	Вода.	—209	Вода.	—233	Вода.	—339	Продуктивн. горизонт.	—	—	—879	Вода.	—	—	—	—
13	—234	Вода.	—257	Вода.	—287	Вода.	—463	Образцов нет. По кароттажу менее или более 15Ω.	—417	Образцов нет. По кароттажу менее или более 15Ω.	—444	Вода.	—500	Образцов нет. По кароттажу менее или более 15Ω.	—545	Продуктивный горизонт.
14	—151	Вода.	—172	Вода.	—194	Вода.	—	—	—319	Вода.	—342	Продуктивн. горизонт.	—406	—	—446	Продуктивный горизонт.

Продолжение.

№№ скважин	I—II пласты		III—IV пласты		V пласт		IX пласт		X пласт		XI—XIII пласты		XIV пласт		XVI пласт	
	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде	Высотная отметка	Сведения о нефти, газе и воде
Подперебросовое крыло.																
5	+ 40	Вода? По каротажу диагр. сопр. 6—12Ω.	+ 24	Вода? По описан. характерист. песков, где нет указаний на смачив. образца.	— 3	Вода? По описан. характерист. песков, где нет указаний на смачив. образца.	—	—	—134	Вода? По описан. характерист. песков, где нет указаний на смачив. образца.	—158	Газ. Притоки нефти.	—	—	—	—
6	+ 53	Вода? По каротажу диагр. сопр. 6—12Ω.	+ 35	Вода? По описан. характерист. песков, где нет указаний на смачив. образца.	— 6	Вода? По описан. характерист. песков, где нет указаний на смачив. образца.	—100	Вода	—121	Притоки нефти.	—141	Притоки газа и нефти.	—	—	—252	—
8	—	—	—	—	—	—	—182	Образцов нет. По каротажу менее 5 или более 15Ω.	—194	Вода? По каротажу диагр. сопр. 6—12Ω.	—217	Притоки нефти.	—257	Вода.	—319	Притоки нефти и газа.

протягивается от границ участка на востоке до меридиана, равноделящего расстояние между профилями I—III, и несколько не доходит по падению до скв. № 10, где данный пласт представлен уже водоносными песчаниками. Верхняя граница продуктивной зоны проходит вероятно вблизи скв. № 2, где характер песков его не ясен.

5. Основным продуктивным горизонтом является так называемая VIII группа спаниодонтовых песчаников, продуктивное поле которой протягивается от восточной границы участка до скв. № 10, где пески кровли пласта были нефтеносными, равно как и подошва пласта в скв. № 7. Нижняя граница продуктивной зоны проходит вероятно на 200—250 *м* к югу от скв. № 7, верхняя захватывает вероятно эту последнюю и скв. № 9, где пласт вскрыт не был.

6. В районе скв. № 14 обнаружена продуктивность XIV пласта на северном крыле складки.

7. Наконец последним надпереброcовым пластом, имеющим указание на наличие промышленного значения, является XVI пласт, продуктивное поле которого захватывают скв. №№ 10, 13, 12 и 14. В первой из них, расположенной по падению ниже остальных, в подошве его установлены нефтеносные пески и при испытании помимо бурного газового фонтана обнаружены и незначительные (до 5 *т*) выделения нефти.

8. Установлены весьма значительные признаки нефтеносности VIII группы песчаников подпереброcовой складки на ее северном крыле в районе скв. № 8а. Таким образом продуктивное поле занимает оба крыла складки, как северное, так и южное, где продуктивность была констатирована скв. №№ 5 и 6. Пласт помимо газового фонтана, имевшего место в скв. № 5, во всех 3 скважинах был представлен нефтеносными у подошвы (а в скв. № 8а и у кровли) песками. Распространение продуктивной зоны по простиранию установить не представляется возможным, но по падению она проходит значительно южнее скв. № 5.

9. Установлено наличие значительных признаков газо- и нефтеносности в XVI пласте на северном крыле подпереброcовой части складки в скв. № 8а, продуктивная зона вероятно простирается дальше вниз по падению от последней.

10. Продуктивность X песчаника на северном крыле подпереброcовой складки установлена раньше. Продуктивная зона имеет нижнюю границу выше скв. № 8а.

Вознесенская площадь.

Здесь производилось преимущественно эксплоатационно-разведочное бурение. В разведочном бурении находилась лишь одна скв. № 9 Бековичи, которая, по существу, не имела проходки и новых данных по ней получено не было. Согласно старым данным, можно предполагать, что скважиной при глубине около 1000 *м* пересечена плоскость II переброса, на что указывает резкое угло-

вое несогласие в породах спириалисового возраста на глубине 970—1085 *м*. Скважина, пройдя предполагаемый второй переброс, продолжала итти в спириалисовых слоях, не встречая песчаных пластов.

Скв. №№ 62, 90 и 97 являлись оконтуривающими, первая на XII, две последние на I и III пласты. В результате бурения двух последних скважин значительно уточнен контур нефтеносной зоны I—II пластов в западной части Вознесенского участка и выявилось (в скв. № 90) быстрое продвижение краевой воды вверх по восстанию, чем объясняется высокий первоначальный дебит скважины порядка 30—25 *т* и быстрое обводнение ее. Сказанное находит оправдание в высоких уровнях пластовых вод I—II пластов, превышающих статический уровень нефти в них на 30—40 *м*.

На скв. № 62 были получены несколько противоречивые результаты. XII пласт был представлен слабо насыщенными песками, а при испытании скважины получены сильные притоки воды смешанного состава с наблюдаемым уровнем до 240 *м*, что несколько ниже ранее установленного уровня вод XII пласта.

В скв. № 55, где проходки не было, испытание газоносности спириалисовых песчанистых глин, залегающих ниже XVI пласта, не дало положительных результатов. Позднее при ликвидации после пробивки дыр в 8-дм. (203-*мм*) винтовой колонне на горизонте XVI пласта из скважин наблюдались выделения газа, проходившего через заполняющий ее до устья глинистый раствор. По составу газ является чистым метаном, уд. веса 0,556. Раньше по образцам XVI пласт был отмечен как нефтеносный с хорошим насыщением. Пространственное положение продуктивной зоны данного песчаника недостаточно выяснено и нуждается в дальнейшем уточнении.

По остальным пластам новых данных получено не было.

Алхазово.

Данный участок, как известно, с середины 1932 г. поставлен на консервацию и бурение в пределах его прекращено. В работе находились две скв. №№ 6 и 7. В первой из них отмечены истощенные нефтяные пески спириалисовой толщи надвинутого крыла. С глубины около 620 *м* скважина вошла в спаниодонтовые слои, представленные темносерыми и бурыми глинами с многочисленными прослойками мергелей и песчаников. Вся эта толща фаунистически не охарактеризована, и отнесение ее к спаниодонтовым слоям носит несколько условный характер.

Признаков нефтеносности по всей пройденной подпереброcовой толще обнаружено не было. Мало получено здесь данных, освещающих и тектонику района, в виду значительной крепости проходимых пород и недостаточного, в связи с этим, отбора колонок. Замеренные углы, порядка 10°, свидетельствуют о спокойном залегании пластов.

Скв. № 7 при глубине 880 *м* вошла в спириалисовые слои подпереброcового крыла, каковые и продолжались до забоя. Спи-

риалисовые песчаники признаков нефтеносности не обнаружили. Бурение велось в темносерых и бурых глинах, которые с глубины около 1 010 *м* и ниже содержали многочисленные прослойки мергелей и не были фаунистически охарактеризованы. Возможно, что здесь проходка велась уже в грозненских слоях и что скважиной была пересечена плоскость второго переброса. Сказанное нуждается в дальнейшем подтверждении бурением, так как угловым несогласием не подтверждено. Выше и ниже глубины 1 010 *м* наблюдались почти одинаковые углы падения, несколько видоизмененные искривлением скважины, направленным на SE. Изменение искривления после прохождения названной глубины и вхождения скважины из верхней песчано-глинистой толщи в нижнюю глинистую мергелевую наблюдено не было. Это несколько противоречит тому, что скважина находится в толще под вторым перебросом.

Таким образом, в результате произведенного бурения получены несколько неопределенные данные в смысле освещения тектоники, нуждающиеся в дальнейшем подтверждении бурением, и доказано отсутствие продуктивных горизонтов в районе названных скважин.

Харбиджин.

В бурении находилась лишь одна скважина № 2. Эта скважина, пройдя 654 *м* по верхнесарматским (грозненским) слоям, при глубине 1094 *м* вошла в криптомактровые. Видимая мощность последних 149 *м*. При наблюдаемых углах падения 5—10° искривление скважины около 4—5°. Так же полого падают и нижнесарматские слои, видимая мощность которых также значительно превышает наблюденную в пределах Терского хребта на Вознесенском и Молгабекском участках, достигая здесь 105 *м*. В спаниодонтовых слоях был вскрыт целый ряд песчаных слоев, но ни в одном из них признаков нефтеносности по образцам отмечено не было. Забой скважин находится около X пласта. Точная ориентировка его затруднена значительными пропусками образцов, и разбивку пластов в настоящее время представляется возможным произвести ориентировочно, уточнив ее по данным кароттажа. Спаниодонтовые слои, подобно вышеуказанным сарматским, так же имеют весьма пологое падение, которое даже при учете искривления скважин не превышает 20°.

Таким образом, наиболее существенный в промышленном отношении результат разведочных работ в Артемовском районе был получен в Молгабеке.

По Молгабекскому участку получены следующие данные:

1. Наличие смещения в спаниодонтовых слоях на профиле III пока исчерпывающе не подтверждено. Надвиг может мыслиться затухающим между профилями II и III.

2. Подтверждено отсутствие надвига в самой западной части района (профиль IV) и наличие косой складки в средней части района (профиль II), частично срезанной надвигом в северном крыле.

3. Обнаружено наличие подперебросовой косой складки в средней части района (профиль II), частично срезанной надвигом в северном крыле.

4. Доказана продуктивность XVI и частично XIV пластов в западной части района (профиль IV и III).

5. Доказано наличие продуктивной зоны в песчаниках XI—XIII пластов в северном крыле в средней части района (профиль II).

6. Доказано значительное количество продуктивных горизонтов (8 горизонтов) в спаниодонтовой толще надперебросового крыла и их значительное распространение.

7. Доказано, что сводовая часть, примерно совпадающая с топографическим гребнем, является газоносной, причем признаки нефтеносности увеличиваются по мере продвижения от свода вниз по крылу.

8. С увеличением погружения складки в западном направлении продуктивными являются более древние (нижние) пласты, а верхние пласты становятся водоносными.

9. Установлено наличие мощного XIV пласта в западной части района (профиль IV).

A. Kojushko.

6. REVISION OF THE PROSPECT WORKS OF 1932 IN THE ARTEMOVSK DISTRICT.

(*Report at the Plenary Meeting of the Second Conference*).

Summary.

In his report on the works in the Artemovsk district, which comprises, besides the Voznessensk producing area, the prospected Molgabek, Alkhazovo and Kharbijin fields, *A. Kojushko* noted that in 1932 industrially important results were obtained prevalently in Molgabek.

In Voznessensk the № 9 Well (at Bekovichi) crossed at a depth of 1000 m the plane of the second overthrust, below which no sandy horizons have yet been struck in the *Spirialis* beds.

Moreover, by wells №№ 90 and 97 the oil-bearing zone of the I—II seam was contoured with more accuracy in the western part of this area.

The Alkhazovo area was in conservation from the middle of 1932. The speaker observed that the eastern extremity of this area „urgently needs further prospecting".

In *Molgabek* the prospecting of 1932 supplied many new data characterizing both the geological structure of this area and its industrial possibilities. Thus the crown part of the anticline coinciding with the topographic crest exhibited in these parts was proved to be gas-bearing, whereas the oil indications increase in strength as one is moving away from the crown, down the limb of the fold.

On a pace with the pitching of the fold in westward direction, the distribution of the oil gets more restricted: only the oldest (lower) seams prove to be oil-bearing, while the upper ones gradually become water-bearing in these parts.

Confirmed has been also the absence of the thrust in the westermost part of the area and the presence of an oblique fold partly truncated by the thrust along its northern limb, in the central part of the area.

Proved have been a considerable number of productive horizons (8 horizons) in the *Spaniodontella* beds of the part above the overthrow, and their wide horizontal distribution. The main pag horizon is the so-called VIII-th group of *Spaniodontella* sandstones whose producing field extends from the eastern boundary of the area

under discussion to the № 10 Well, where the sands in the roof of this seam, as well as its floor in the № 7 Well, were schown to be petroliferous. In the region of the № 14 Well the productiveness of seam XII was proven on the northern limb of the fold. The producing field of the XVI seam above the overthrow is elucidated by wells №№ 10, 12, 13 and 14 (see fig. 24). Of these in the № 10 Well (located lower down the dip as compared with the rest) oil sands were recorded from the floor of the XVI twenty-meter seam, on a depth of 874 m. Besides a strong gas escape (with a daily discharge of about 200 000 m^3 and a pressure of about 40 atmospheres) some oil was also tapped in these sands. The № 11 Well sunk a little distance southwards, on penetrating the XVI seam on a depth of 908—923 m recorded a strong saturation of the seam with oil, and a resistivity from 106 to 205 ohms established by carottage (see fig. 27).

Moreover, in the part above the overthrow there have been stated: the presence of gas in the first horizon within the long and narrow zone of the crown part of the fold coinciding with the topographic crest (wells №№ 6, 2 and 8-a; see fig. 26), oil shows of restricted areal distribution in the III, V and IX seams, also the productiveness of seam X revealed by a gas escape from the № 7 Well.

In the part below the overthrow strong oil shows were stated in the VIII-th group of sandstones on the northern limb of the fold, in the region of the № 8-a Well. This allows to affirm that oil is occuring in both limbs of the fold, viewing the results previously obtained in the №№ 5 and 6 Wells.

In the № 5 Well a gas escape was obtained from the just mentioned horizon whose foot is saturated with oil, as recorded by all the three wells.

The productiveness of the X-th sandstone in the northern limb of the part above the erthrow has already been stated previously, while in the current year the presence ovoil and gas was also established for the XVI seam (Well № 8-a; see fig. 26).

Г. А. Максимович.

7. БУРОВЫЕ ВОДЫ ВОЗНЕСЕНСКОЙ ПЛОЩАДИ.[1]

(Из материалов второй конференции).

Введение.

Геологическое строение Вознесенской площади изучено в результате многолетних работ в этом районе ст. геолога НГРИ *К. А. Прокопова* и геологами Грознефти *А. А. Хуциевым* и *Л. С. Петровым* (272).

Данными их работ установлено, что Вознесенская антиклиналь представляет собой разорванную складку, опрокинутую к северу, у которой южное крыло подвинуто к северу по плоскости разлома. Северное крыло исчезло в перегибе антиклинали и имеется лишь подпереброcовое крыло синклинали. В этой подпереброcовой части складки слои идут в нормальной последовательности. Она и является нефтеносной. Работы последнего времени указали на усложнение подпереброcовой части складки новыми нарушениями.

В настоящее время установлена промышленная нефтеносность I—II, III—IV, V и XII песчаников спаниодонтелловой свиты.

[1] Настоящий доклад представляет собою несколько переработанный и систематизированный материал доклада, сделанного значительно ранее на заседании Грозненской геолого-технической комиссии. В настоящее время, в связи с развертыванием широких разведочных работ в соседнем с Вознесенкой Молгабекском месторождении, приводимая в докладе классификация буровых вод приобретает актуальное значение. Доклад *Г. А. Максимовича* не обсуждался на конференции, и его следует рассматривать, как материал к вопросам, проработанным конференцией.

Ред. ком.

Количество и характер анализов.

В настоящей работе рассматривается 248 анализов вод. Из них 44 приходится на долю верхних вод, составленных притоками спаниодонтелловых и спириалисовых слоев надперебросовой части складки и сарматских подперебросовой. Остальные приходятся на долю пластовых вод спаниодонтелловых и спириалисовых слоев поднадвигового крыла и их смесей.

Все эти анализы неполные: в них определены только щелочность, электропроводимость, а также количество сухого остатка, SO_3 и Cl в граммах на литр.

Это придает работе несколько односторонний характер, так как при классификации вод пришлось пользоваться для распознавания, помимо основных данных анализа, только суммой эквивалентов ионов кислот и отношением $\frac{RCl}{RSO_4 + RCO_3}$. Особенно большое неудобство при этом получалось в тех случаях, когда воды различных стратиграфических горизонтов как в произведенных определениях, так и в выведенных из них отношениях оказывались сходными. Быть может, имея полные анализы, а не части их, удалось бы уловить их различие по остальным элементам анализа. На недостаточность, в некоторых случаях, характеристики по сумме и отношению эквивалентов ионов кислот обращал внимание *Маляров* (*220*).

Рассмотрим имеющиеся анализы вод по пластам. При этом необходимо иметь в виду только-что приведенные соображения.

Верхние воды.

Под этим термином обычно подразумеваются воды, встречаемые до кровли I спаниодонтеллового песчаника подперебросовой части складки. Они представляют собой, как правило, смесь вод, происходящую вследствие притоков из нескольких стратиграфических горизонтов. Как исключение, в имевшихся 44 анализах верхних вод удалось установить такие, которые обязаны своим происхождением притоку из одного какого-либо стратиграфического горизонта. Они и послужили ключом для классификации верхних вод.

Вопрос о смесях вод наиболее сложный, так как состав смесей зависит от:

1) состава вод, составляющих смесь,
2) количества вод того или иного состава в смеси,
3) концентрации этих вод.

Наличие трех компонентов, входящих в различных комбинациях, делает вопрос классификации их весьма сложным.

Во всех скважинах, из которых была получена верхняя вода, в анализы была введена графа, где указаны пройденные породы.

При этом в указанной графе введены следующие обозначения:

S — спаниодонтелловые слои над надвигом,
ε — спириалисовые „
α — акчагыльские слои,

σ_3 — верхнесарматские слои,
$\sigma_г$ — грозненские »
$\sigma_к$ — криптомактровые »
σ_s — синдесмиевые слои
Слои с *Mactra fragilis* во всех графах выпущены.

По данным *Л. С. Петрова*, притоки воды встречаются в надперебросовой части складки в спаниодонтелловых слоях и в спириалисовых слоях и в подперебросовой части складки в акчагыльских слоях, низах грозненской свиты и редко в криптомактровых и синдесмиевых слоях.

Имея разрез пород, пройденных скважиной, приведенный в виде условных обозначений, и зная к каким слоям, главным образом, приурочены притоки воды, имеющиеся воды удалось разбить на пять групп. В водах каждой группы превалируют притоки каких-либо одних слоев.

Помимо геологических соображений, при принятой нами классификации, в случае смесей вод, когда установление превалирующего притока было затруднительно, помогала химическая характеристика, т. е. в нашем случае сумма и отношение эквивалентов ионов кислот.

Приводимые ниже как для вод верхних, так и для спаниодонтелловых и спириалисовых пластов подперебросового крыла пределы, даваемые в виде численных величин, а также графически на диаграмме, в виду небольшого числа данных, имеющихся в нашем распоряжении, следует рассматривать лишь как ориентировочные.

Рассмотрим верхние воды по группам.

I группа.

К этой группе относятся воды спаниодонтелловых и спириалисовых слоев надперебросового крыла.

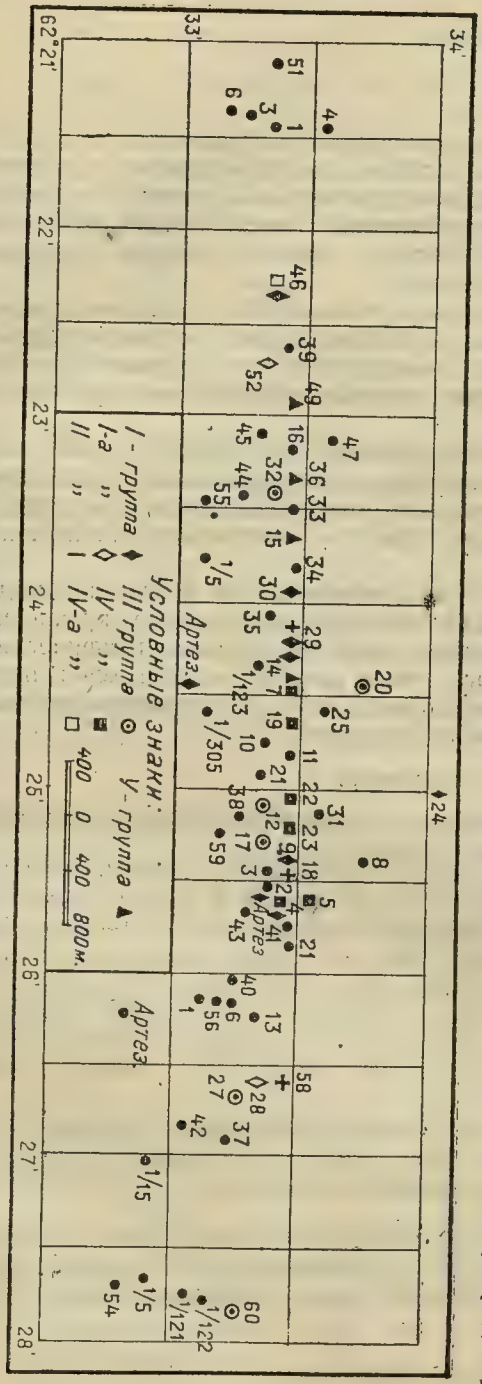
Вода исключительно из спаниодонтелловых слоев получена в артезианских скв. №№ 1, 3 и 4 и в скв. № 4. Состав этих вод колеблется в следующих пределах: щелочность — 5,0—10,0, сухой остаток — 0,8—5,8, SO_3 — 0,26—2,7, Cl — 0,003—0,31 и в эквивалентах ионов: SO_4 — 6,6—67,0, Cl — 0,10—8,8, CO_3 — 5,3—9,6, ε [1] — 12,9—81,6, Δ [1] — 0,002—0,16. Спириалисовые воды получены в скв. № 14, анализ ее: щелочность — 1,75, сухой остаток — 3,8, SO_3 — 1,77, Cl — 0,57 и в эквивалентах ионов: SO_4 — 44,00, Cl — 16,0, CO_3 — 30,0, ε — 90,0 и Δ — 0,22.

Сравнивая этот анализ со спаниодонтелловыми водами, имеем значительно большее количество хлора и меньшую щелочность. Количество серной кислоты примерно одинаковое. Общая минерализация несколько большая.

В скв. № 24 получена вода, которую можно отнести к притокам из акчагыла. Анализ ее: щелочность — 12,0 — 13,0, сухой остаток — 2,5, SO_3 — 1,3, Cl — 0,40 или в эквивалентах ионов:

---

[1] ε — это $SO_4 + Cl + CO_3$, а Δ — $\frac{Cl}{SO_4 + CO_3}$.



Фиг. 29. План Вознесенской нефтеносной площади.
Plan of Voznesensk Oil Field.

SO_4—32,00—33,00, Cl—11,0, CO_3 — 12,0 — 13,0, ε — 57, Δ — 0,23 — 0,25. Вода эта содержит больше хлора, чем спаниодонтелловые воды; количество серной кислоты примерно одинаково, а по щелочности она занимает промежуточное положение. Остальные воды, отнесенные к этой группе, обязаны своим происхождением притокам из спаниодонтелловых или спириалисовых вод, но имеют примесь вод из других отложений.

Всего к этой группе нами отнесено 14 анализов, приведенных ниже в табл. 24 на стр. 108—109. О пройденных скважиной породах можно судить по данным соответственной графы таблицы. Указания на происхождение воды, частично предположительные, приведены в примечаниях. Для этой первой группы верхних вод можно получить следующие условные пределы: сухой остаток—0,6—0,8, щелочность—5,0 — 30,0, SO_3 — 0,22 — 3,1, Cl—0,004—0,57 или в эквивалентах ионов: SO_4—5,0—77,0, Cl — 0,1—16,0, CO_3 — 5,0 — 30,0, ε — 12,5 — 113,0, Δ — 0,002 — 0,25.

К этой группе примыкают анализы верхних вод из скв. №№ 28 и 52. В первой притоки обязаны своим происхождением спаниодонтелловым и спириалисовым водам, во второй—спириалисовым и акчагыльским, а также, возможно, и криптомактровым.

Данные табл. 24 нанесены на диаграмму фиг. 29.

Воды собственно первой группы оконтурены вместе. Воды 2 скважин примыкающих выделены особо. При этом отнесение анализа скв. № 24 к этой группе надо считать условным, так как притоки из акчагыла в остальных скважинах группы не встречаются.

II группа.

Эта группа составлена анализами 3 скважин. Сюда входят смеси вод, составленных притоками из спаниодонтелловых и спириалисовых слоев надперебросовой части складки (анализы №№ 19 и 20) с притоками из сарматских слоев подперебросовой части. Анализы №№ 19 и 20 табл. 25 весьма близки к анализам №№ 13 и 14 табл. 24. Первые содержат несколько меньше SO_3.

Данные анализов этой группы приведены в табл. 25.

Сравнивая анализы №№ 19 и 20, видим, что по мере углубления скважины уменьшается количество SO_3 и растет количество Cl, щелочность и соответственно сухой остаток. Вследствие этого растут и общая минерализация и отношение. Происходит это из-за уменьшения влияния притоков из спаниодонтелловых и спириалисовых слоев надперебросовой части складки и роста влияния соленых и известковых притоков сармата. Аналогичную картину дает сравнение анализов №№ 7 и 22 из одной и той же скважины. Углубление скважины дает в анализе резкое увеличение щелочности, которое следует отнести за счет влияния притоков из синдесмиевых слоев.

Пределы этой группы следующие: сухой остаток — 3,0—6,0, щелочность — 17,5—45,0, SO_3 — 0,18—0,90, Cl — 0,58—1,80 или в эквивалентах ионов: SO_4 — 4,5—22,0, Cl — 16,5—50,5, CO_3 — 17,5—45,0, ε — 51,5—97,5, Δ — 0,35—1,10. Как указывалось выше, разделение верхних вод на группы условно. Возможно, анализы №№ 19 и 20 следовало бы отнести к I группе. Данные анализов нанесены на диаграмму (фиг. 29).

III группа.

Это следующая группа вод, в которых смесь состоит из спаниодонтелловых и спириалисовых слоев надперебросовой части складки и сарматских слоев. Притоки из первых незначительны, а притоки из сарматских слоев приурочены, главным образом, к низам грозненских слоев и отчасти к синдесмиевым, в части скважин (№ 20), повидимому, присутствует наливная вода из артезианских скважин.

В соответствии с этим изменяется и химический состав смеси. Увеличивается количество хлора (3,2—7,7 *г/л*) и сухого остатка (8,0—16,0 *г/л*) и уменьшается SO_3 (0,01—0,88 *г/л*). Сумма эквивалентов ионов увеличивается до 116—266 и отношение до 1,98—6,49. В эту группу отнесены верхние воды 6 скважин, в которых произведено 8 анализов.

Данные об этих скважинах приведены в табл. 26.

Анализы из скв. № 17, взятые с различных глубин, показывают, что количество серной кислоты с углублением скважины в синдес-

Таблица 24.

№№ анализов	№№ скв.	Время взятия пробы	Глубина скв., в м	Пройденные породы	Сухой остаток в г на 1 л	Щелочность в г на 1 л	Сост. части: SO_3	Cl	Эквиваленты ионов, в мг: SO_4	Cl	CO_3	$SO_4 + Cl + CO_3$	$\frac{Cl}{SO_4 + CO_3}$	Примечание
1	1 арт.	9/VII 1927 г.	32,00	$\sigma_k + \sigma_s + S$	0,834	5,7	0,2635	0,0220	6,59	0,62	5,69	12,90	0,05	Притоки из S
2	1 арт.	15/IX 1927 г.	32,00	" " "	1,994	6,0	1,6815	0,0035	42,04	0,10	5,99	48,13	0,002	То же
3	3 арт.	2/XII 1926 г.	Из рез.		1,390	9,6	0,6895	0,1520	17,23	4,29	9,59	31,11	0,16	"
4	4	19/I 1924 г.	40.53	S	1,950	10,4	0,8375	0,0380	20,92	1,07	10,39	32,38	0,03	"
5	9	2/XII 1926 г.	281,33	$S + \varepsilon + \alpha + \sigma_l$	1,600	22,8	0,3215	0,090	8,04	2,71	22,78	33,53	0,09	Притоки из $S + \varepsilon + \sigma_l$ с преобл. S и ε
6	9	24/II 1927 г.	324,31	$S + \varepsilon + \alpha + \sigma_l + \sigma_k$	1,080	14,5	0,2175	0,088	5,12	2,48	14,49	22,09	0,13	" " "
7	29	29/IX 1928 г.	337,72	$S + \varepsilon + \sigma_l + \sigma_k$	2,059	28,4	0,4335	0,1552	10,84	4,38	28,37	43,59	0,11	Преобл. прит. из S
8	30	13/X 1928 г.	289,86	$S + \varepsilon + \sigma_l$	2,856	23,2	1,1535	0,2095	28,85	5,78	23,18	57.81	0,11	Смесь прит. из $S + \varepsilon + \sigma_l$
9	24	20/V 1929 г.	614,48	$\alpha + \sigma_3$	2,539	13,6	1,2815	0,4000	32,04	11.28	13.59	56,91	0,25	Притоки из акчаг. низы
10	24	22/X 1928 г.	960,12	" "	2,517	12,3	1,3555	0,3958	33,40	11,16	12,29	56,85	0,23	" " "
11	46	11/IX 1929 г.	141,00	$S + \varepsilon + \sigma_l$	5,939	29,0	3.0820	0,2554	76,95	7,20	28,97	113,12	0,058	Притоки из ε и σ_l
12	4 арт.	9/VII 1927 г.	178,31	$\sigma_l + \sigma_k + \sigma_s + S$	5,830	5,3	2,6995	0,3140	67,48	8,86	5,30	81,64	0,12	Прит. из S. Чувствуется влияние σ_l
13	14	2/XII 1926 г.	71,32	ε	3.290	30,0	1,7695	0,5680	44,24	16,02	29,97	90,23	0,22	Притоки из ε
14	14	24/XII 1927 г.	147,22	$\varepsilon + \sigma_l$	4,340	28,0	1,7315	0,5320	43,29	15,00	27,97	86,26	0,19	Притоки из ε, вероятно немного σ_l
Пределы группы					0,8—6,0	5,0—30,0	0,22—3,1	0,004—0,57	5,0—77,0	0,1—16,0	5,0—30,0	12,5—173,0	0,002—0,25	
К этой группе примыкают:														
15	52	30/I 1930 г.	100,00	$S + \varepsilon$	5,940	85,6	—	0,9487	—	26,78	85,51	112,29	0,313	Смесь прит. из $S + \varepsilon$
16	52	30/I 1930 г.	100,00	" "	5,561	86,2	0,1055	0,8592	2,64	24.22	86,11	112,97	0,273	" " " "
17	28	22/V 1928 г.	242,62	$\varepsilon + \alpha + \sigma_k$	7,818	72,4	1,2815	2,2000	32,04	62,04	73,33	167,91	0,59	Прит. из $\varepsilon + \alpha$
18	28	5/VI 1928 г.	277,37	" " "	7,140	39,9	1,8095	2,0400	45,25	57,55	39,86	142,66	0,67	возможно и σ_k

Таблица 25.

№№ анализов	№№ скв.	Время взятия пробы	Глубина скв., в м	Пройденные породы	Сухой остаток в г на 1 л	Щелочность в г на 1 л	Сост. части: SO_3	Cl	Эквиваленты ионов, в мг: SO_4	Cl	CO_3	$SO_3 + Cl + CO_3$	$\frac{Cl}{SO_4 + CO_3}$	Примечание
19	18	—	148,83	$S + \varepsilon + \alpha$	3,700	23,2	0,8655	0,5880	21,64	16,58	23,18	61,40	0,37	Гл. обр. притоки из ε
20	18	9/VII 1927 г.	172,82	$S + \varepsilon + \alpha$	4,826	38,0	0,4655	0,7920	11,64	22,33	37,96	71,93	0,45	То же
21	18	1/IX 1927 г.	424,59	$S + \varepsilon + \alpha + \sigma_l + \sigma_k + \sigma_s$	5,037	44,9	0,3095	1,3857	7,74	39,08	44,86	91,68	0,74	Притоки из ε и сармата
22	29	29/IX 1928 г.	371.55	$S + \varepsilon + \sigma_l + \sigma_k + \sigma_s$	2,059	32,4	0,4015	1,0786	10,04	30,42	32,37	72,83	0,72	Преобл. притоки из S и примесь ост.
23	58	26/I 1930 г.	392,00	$\alpha + \sigma_l + \sigma_k + \sigma_s$	5,700	42,4	0,1855	1,788	4,63	50,40	42,36	97,39	1,07	Притоки из сармат. слоев, наливная
Пределы группы					3,0—6,0	17,5—45,0	0,18—0,90	0,58—1,80	4,5—22,0	16,5—50,5	17,5—45,0	61,0—97,5	0,35—1,10	

№№ анализов	№№ скв.	Время взятия пробы	Глубина скв., в м	Пройденные породы	Сухой остаток, в г на 1 л	Щелочность	Составные в г: SO_3
23	27	5/VII 1928 г.	238,96	$\varepsilon + \sigma_t + \sigma_k$	7,990	46,6	—
24	17	25/VI 1927 г.	313,64	$S + \varepsilon + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	9,160	35,6	0,2975
25	17	9/VII 1927 г.	339,54	$S + \varepsilon + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	9,800	34,4	0,2175
26	12	15/VIII 1927 г.	320,04	$\varepsilon + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	9,880	16,6	0,8815
27	60	25/I 1930 г.	148,00	$\sigma_k + \sigma_s$	9,281	28,6	0,0785
28	60	25/I 1930 г.	148,00	$\sigma_k + \sigma_s$	8,814	15,4	0,012
29	20	15/XI 1927 г.	323,97	$\alpha + \sigma_3 + \sigma_t$	15,859	49,8	0,0835
30	32	10/XI 1928 г.	410,57	$S + \varepsilon + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	10,085	16,4	0,4335
				Пределы группы: . . .	8,0—16,0	15—50	0,01—0,88

миевых слоях убывает при попутном увеличении хлора и сухого остатка. Данные приведенных в таблице анализов нанесены на диаграмму (фиг. 29).

Ориентировочные пределы этой группы по данным указанных анализов: щелочность — 5,0—50,0, сухой остаток — 8,0—16,0, SO_3 — 0,01—0,88, Cl — 3,2—7,7 или в эквивалентах ионов: SO_4 — 0,3—22,0, Cl — 90,0—216,0, CO_3 — 15,0—50,0, ε — 116,0,—266,0, Δ — 1,98—6,49.

IV группа.

Эта группа вод составлена почти исключительно притоками из грозненских слоев подперебросовой части складки. Некоторое незначительное влияние в нескольких анализах оказывают притоки

№№ анализов	№№ скв.	Время взятия пробы	Глубина скв., в м	Пройденные породы	Сухой остаток, в г на 1 л	Щелочность	Составные в г: SO_3
31	23	4/IX 1927 г.	215,49	$\alpha + \sigma_t$	44,900	44,8	—
32	22	15/XI 1927 г.	338,02	$\varepsilon + \alpha + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	32,735	43,5	—
33	4	17/VII 1924 г.	332,23	$S + \varepsilon + \sigma_k + \sigma_t + \sigma_k$	21,950	37,2	—
34	5	15/XI 1925 г.	329,48	$S + \alpha + \sigma_t$	28,790	42,3	Следы
35	7	20/XI 1925 г.	341,38	$\varepsilon + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	34,850	49,0	Следы
36	19	15/VIII 1927 г.	193,85	$? + \sigma_t$	36,79	46,8	—
				Пределы группы: . . .	22,0—45,0	37,0—49,0	—
						К этой группе	
37	46	11/IX 1929 г.	488,00	$S + \alpha + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	5,939	9,2	0,2895

Таблица 26.

части на 1 л	Эквиваленты ионов, в мг					Примечание
Cl	SO_4	Cl	CO_3	SO_4+Cl+CO_3	Cl / (SO_4+CO_3)	
3,28	—	92,50	46,55	139,05	1,98	Притоки из $\sigma_t + \sigma_k$
4,164	7,44	117,43	35,56	160,43	2,73	Притоки из $S + \varepsilon + \sigma_t$
4,762	5,44	134,29	34,37	174,10	3,45	То же
4,4907	22,04	126,64	16,58	165,26	3,28	Притоки из $\varepsilon + \sigma_t$
3,7219	1,96	105,00	28,57	135,53	3,43	Притоки из σ_s
3,6125	0,30	101,80	15,38	117,38	6,49	То же
7,6832	2,09	216,67	49,75	268,51	4,17	Низы σ_t + налив.?
5,2768	10,84	148,80	16,38	176,02	5,46	Смесь вод.
3,2—7,7	0,3—22	90—216	15—50	116—266	1,98—6,49	

из надперебросовой части складки (анализы №№ 33 и 35), а также синдесмиевых. В соответствии с этим, наблюдается полное отсутствие серной кислоты или же ее следы. Количество хлора значительно увеличивается, вызывая увеличение сухого остатка. Притоки исключительно из грозненских слоев представлены анализами №№ 31 и 36. В эту группу входят анализы следующих скважин (табл. 27). К этой группе можно отнести анализ из скв. № 46, в которой основным является приток из грозненских слоев при довольно значительном влиянии притоков из спаниодонтелловых слоев надперебросовой толщи.

Так как настоящая классификация базируется, главным образом, на содержании хлора и величин, из этого вытекающих—суммы

Таблица 27.

части на 1 л	Эквиваленты ионов, в мг					Примечание
Cl	SO_4	Cl	CO_3	SO_4+Cl+CO_3	Cl / (SO_4+CO_3)	
13,9552	—	393,54	44,76	438,30	8,77	Приток с низов σ_t
14,8960	—	420,07	43,46	463,53	9,65	Приток из σ_t ? и σ_s
12,8000	—	360,96	37,16	398,12	9,70	Вода закр. на 170 м и притоки $\sigma_t + \sigma_s$
15,8000	—	445,56	42,26	487,84	10,53	До 320 м прит. не было
19,2000	—	541,44	48,95	590,39	11,05	Смесь $\sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$
19,4717	—	549,10	46,75	595,85	11,73	Приток из σ_t
12,5—19,5	—	360,0—550,0	37,0—49,0	400,0—600,0	8,7—11,75	
примыкает:						
26,2770	72,30	741,20	9,19	822,69	9,09	Притоки из г и низов σ_t

эквивалентов ионов кислот и их отношении, то по этим признакам анализ № 37 ближе всего подходит к этой группе. Генетически это также верно, поскольку данная группа составлена преимущественно водами грозненских слоев. Ориентировочные пределы ее: щелочность — 37,0—49,0, сухой остаток — 22,0—45,0, SO_3 или отсутствует или следы, Cl — 12,5—19,5. Это в эквивалентах ионов составляет — Cl 360,0—550,0, CO_3 — 37,0—49,0, ε — 400,0—600,00, Δ — 8,7—11,75.

На диаграмме (фиг. 29) скв. № 46 (анализ № 37) включена в эту группу по указанным только-что соображениям.

V группа.

Это—последняя из выделенных нами групп верхних вод; составлена она, главным образом, притоками из синдесмиевых слоев подпереброcового крыла. Как и в предыдущей группе, SO_3 здесь отсутствует; исключение составляет анализ № 42 из скв. № 7. Количество хлора примерно то же, что и в грозненских слоях. Значительное отличие имеем в щелочности, которая в 3—4 раза меньше, чем в притоках из грозненских слоев; это позволяет, несмотря на примерно сходную минерализацию, выделить притоки из синдесмиевых слоев в отдельную группу по отношению эквивалентов ионов. В эту группу входят анализы четырех скважин, причем по одной из них (№ 49) имеется 4 анализа. Данные о них приведены в табл. 28.

№№ анализов	№№ скв.	Время взятия пробы	Глубина скв., в м.	Пройденные породы	Сухой остаток в г на 1 л	Щелочность	Сост. части SO_3
38	49	26/X 1929 г.	398,00	$\varepsilon + \alpha + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	30,252	9,2	—
39	—	31/X 1929 г.	398,00	$\varepsilon + \alpha + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	30,252	8,8	—
40	—	1/XI 1929 г.	406,00	$\varepsilon + \alpha + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	29,654	9,2	—
41	—	8/XI 1929 г.	406,00	$\varepsilon + \alpha + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	32,126	9,2	—
42	7	20/X 1925 г.	341,38	$\varepsilon + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	34,850	1,9	0,1615
43	36	22/II 1929 г.	—	$\alpha + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	27,878	12,0	—
44	16	1/XI 1927 г.	448,06	$S + \alpha + \sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$	34,070	12,2	—
				Пределы группы	28,0—35,0	1,9—12,0	—

Притоки почти исключительно из синдесмиевых слоев были получены в скв. № 49. Ориентировочные пределы этой последней группы верхних вод: щелочность — 1,9—12,0, сухой остаток — 28,0—35,0, SO_3 — нет, Cl — 11,6—15,5 или в эквивалентах ионов:

Cl — 325,0—435,0, CO_3 — 1,9—12,0, ε — 340,0—495,0, Δ — 27,0—50,0. Данные этой таблицы нанесены на диаграмму фиг. 29, где они занимают крайнее правое место.

Заключение по верхним водам.

Территориальное распределение выделенных групп верхних вод представлено на фиг. 30. Воды I группы встречены в скважинах, распределенных по всей территории района, что вполне естественно, так как в эту группу входит вода, относящаяся к притокам из наиболее верхних слоев—спаниодонтелловых и спириалисовых слоев надпереброcового крыла. Воды II группы встречены в северном ряде скважин восточной половины района. III группа вод приурочена и к среднему ряду скважин почти на всем протяжении района—к этой же группе относится вода скв. № 20, расположенной значительно на север. Воды IV группы встречены в северном ряде скважин примерно в средней части района и, наконец, V группа вод приурочена к тому же северному ряду, но преимущественно к западной части района. В 4 скважинах с разных глубин получены воды двух групп.

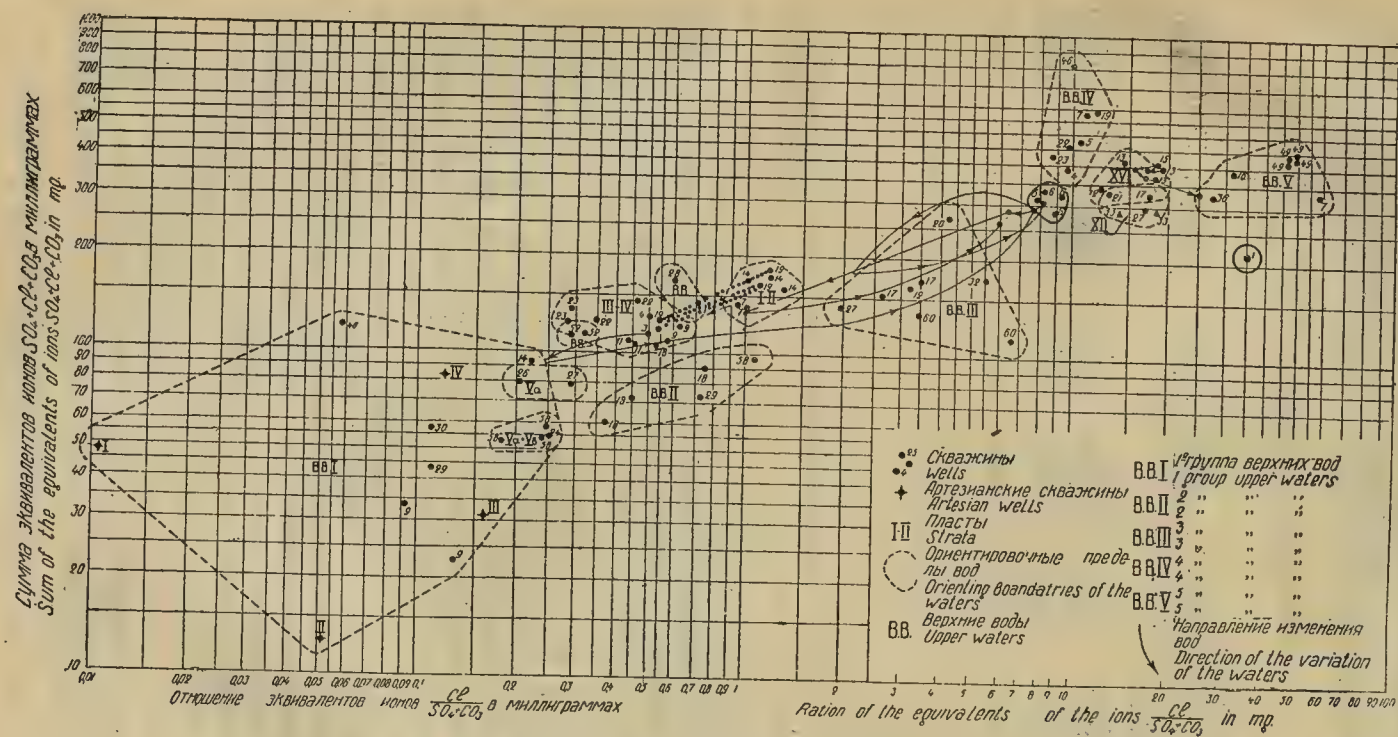
Графически свойства вод каждой из групп представлены на диаграмме (фиг. 31). Здесь, в виде отрезков, различными пунктирами нанесены, в особом для каждой величины масштабе, пределы сухого остатка и эквивалентов ионов SO_4, Cl, CO_3, ε и Δ для каждой из групп верхних вод. При этом расстояния отрезков от 0

Таблица 28.

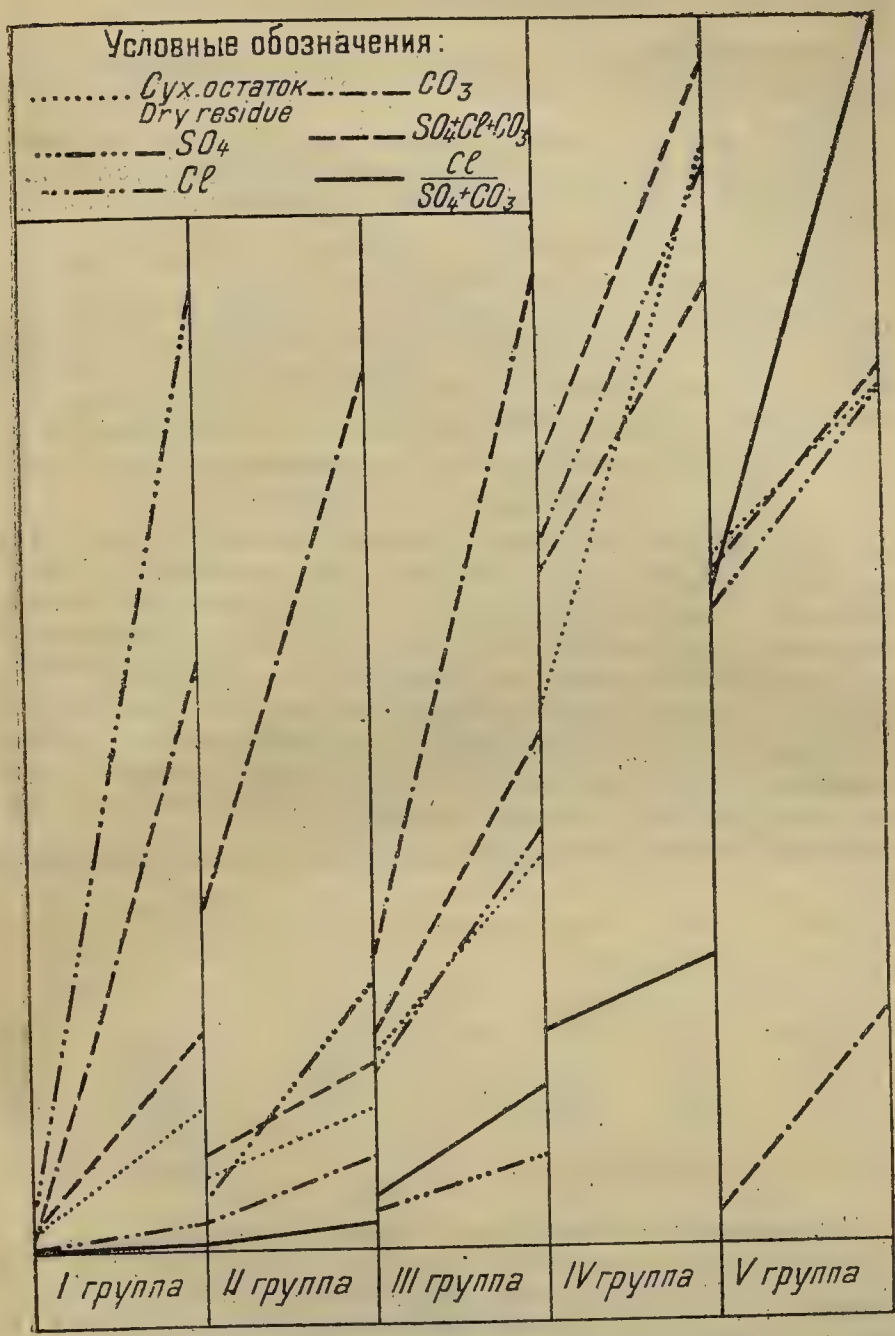
в г на 1 л	Эквиваленты ионов, в мг					Примечание
Cl	SO_4	Cl	CO_3	SO_4+Cl+CO_3	Cl / (SO_4+CO_3)	
15,3080	—	431,68	9,19	440,87	46,97	Притоки из синдесм. слоев
15,3080	—	431,68	8,79	440,87	49,11	То же
14,7560	—	416,12	9,19	425,31	45,27	То же
15,4150	—	434,69	9,19	443,88	47,30	То же
11,8600	4,04	334,45	1,90	340,39	56,20	Притоки из $\sigma_t + \sigma_k + \sigma_s$ главным образом σ_s
11,6468	—	328,44	11,99	340,43	27,35	Прит. главн. образом из синд. слоев. В скв. № 16 (перед вскр. I пл. при затрамб. забое).
13,3672	—	376,95	12,19	389,14	30,85	
11,6—15,5	—	325,0—435,0	1,9—12,0	340,0—435,0	27,0—50,0	

в начале и в конце каждой группы точно соответствуют границам пределов. Рассматривая эту таблицу, видим:

1) Резкое различие групп по величине отношения.
2) Постепенное увеличение хлора, нарушаемое в IV и V группах.



Фиг. 30. Буровые воды Вознесенского района.
Drill waters of Voznesensk District.



Фиг. 31. Классификация буровых вод Вознесенского района.
Classification of the drill waters of Voznesensk District.

3) Возрастание CO_3 до III группы и затем уменьшение в IV и особенно резко в V. Последнее и позволяет хорошо различать воды IV и V групп.

4) SO_4 имеется только в первых трех группах, постепенно уменьшается, и в IV и V группах совершенно отсутствует.

5) Сумма постепенно увеличивается, однако пределы заходят друг за друга.

6) Сухой остаток растет с нарушением постепенности роста в IV группе, что в общем отражает рост хлора.

На этом закончим обзор верхних вод и перейдем к водам спаниодонтелловой и спириалисовой свит подперебросовой части складки. Заранее оговоримся, что здесь пределы будут выведены на основе всего имевшегося материала, а в таблицах сохранены только наиболее характерные (контурные на диаграмме) анализы.

Воды спаниодонтелловых и спириалисовых слоев.

Вода I и II пластов.

Из эксплоатирующих эти пласты скв. №№ 7, 14, 15, 16, 32, 36 мы воспользуемся лишь анализами двух из них, а именно скв. №№ 7 и 14, в которых над I спаниодонтелловым песчаником было произведено закрытие воды, надежность которого не возбуждает сомнений. (Этого принципа мы придерживаемся и в дальнейшем.) По этим двум скважинам в нашем распоряжении имеется 17 анализов воды, которые для скв. № 7 захватывают почти $3^1/_2$-годичный период, а по скв. № 14 около 3 лет. При этом колебания составных частей в анализах в общем довольно незначительные. Эти анализы могут быть представлены в табл. 29, причем приведены здесь наиболее характерные.

№№ анализов	№№ скв.	Время взятия пробы	Глубина скважины, в м	Сухой остаток в г на 1 л	Щелочность
45	7	5/VII 1928 г.	373,94	7,360	70.2
46	7	—	373,94	7,735	72.9
47	7	28/V 1929 г.	373,94	9,978	75.9
48	14	15/VIII 1927 г.	369,11	7,050	76,7
49	14	13/IX 1927 г.	369,11	11,718	72.0
Пределы группы . . .			—	4,0—12	68,0—82,0

Нанесение этих данных на диаграмму и оконтуривание дает довольно близкие, пока ориентировочные, пределы (фиг. 29). При этом, если в верхних водах, по мере углубления скважины и роста количества хлора, происходило перемещение точек из левого нижнего угла диаграммы (по диагонали) в правый верхний, то уже в водах I—II пластов спаниодонтелловой свиты подперебросовой части складки, вследствие уменьшения количества хлора, точки,

соответствующие этим водам, занимают на диаграмме центральное положение. Они ближе к водам спаниодонтелловых слоев надперебросовой части складки.

Пределы (ориентировочные) по данным этих 2 скважин для вод I—II пластов: щелочность — 68,8—82,0, сухой остаток — 4,0—12,0 *г/л*, хлор — 2,4—3,3, SO_3 — нет, или в эквивалентах ионов: хлор — 70,0 — 93,0, CO_3 — 68,0 — 82,0, ε — 139,0 — 171,0 и Δ — 0,95 — 1,30. В одном анализе (№ 47), приуроченном к маю 1929 г., отмечено появление SO_3. В виду отсутствия SO_3 в 15 предыдущих анализах, появление ее, вероятно, следует рассматривать как случайное, происходящее за счет метода отбора или других причин.

Вода из I—II пластов в смеси с верхней.

Весьма отличную от только-что рассмотренной воду дают скважины, в которых закрытие воды над I пластом не было произведено. Такими скважинами являются №№ 15, 16 и 33. Щелочность в них в 3—6 раз меньше, количество хлора в 3—4 раза больше, при соответственном росте сухого остатка в 2—3 раза. Воды эти приближаются к притокам из синдесмиевых слоев, о чем можно судить по их малой щелочности. Анализы воды из этих трех скважин приведены в табл. 30 на стр. 118 и 119.

Данные этой таблицы нанесены на диаграмму (фиг. 30). При этом точки анализов из скв. № 15, которых имеется 6, соединены в хронологическом порядке прямыми. Полученная этим путем ломаная прямая, направление изменения анализов в которой показано стрелками, постепенно подходит к V группе верхних вод или к синдесмиевым. Между IV и V группами вод приходятся

Таблица 29.

Составные части, в г на 1 л		Эквиваленты ионов, в м				
SO_3	Cl	SO_4	Cl	CO_3	$SO_3+Cl+CO_3$	$\frac{Cl}{SO_4+CO_3}$
—	2,4600	—	69,40	70,13	139,53	0,99
—	2,4250	—	68,40	72,83	141,23	0,94
0,0575	2,9950	1,44	84,49	75,82	161,75	1,09
—	3,1240	—	88,10	76,63	164,73	1,15
—	3,3006	—	93,08	71,93	165,01	1,29
0,0 - 0,6	2,4—3,3	0,1—5	70,0—93,0	68,0—82,0	139,0—171,0	0,95—1,30

также и анализы скв. № 33, а анализ скв. № 16 попал прямо в V группу. В этом случае как раз и сказалось неудобство отсутствия полных анализов вод. Как видно из диаграммы (фиг. 30), анализы (вернее, точки) этих трех скважин попадают в ориентировочные пределы XII и XVI пластов, о которых будет указано далее. При более детальном сравнении оказалось, что анализы скв. № 33 сходны с водами XII пласта не только по сумме эквива-

№№ анализов	№№ скв.	Время взятия пробы	Глубина скв., в м	Пройденные породы	Сухой остаток, в г на 1 л
50	15	15/VIII 1927 г.	537,67	$S+\varepsilon+\alpha+\sigma_s+\sigma_k+\sigma_s+S_{1+2}$	26,140
51	15	18/X 1927 г.	537,67	$S+\varepsilon+\alpha+\sigma_s+\sigma_k+\sigma_s+S_{1+2}$	27,881
52	15	27/XI 1927 г.	537,67	$S+\varepsilon+\alpha+\sigma_s+\sigma_k+\sigma_s+S_{1+2}$	26,670
53	15	III 1928 г.	537,67	$S+\varepsilon+\alpha+\sigma_s+\sigma_k+\sigma_s+S_{1+2}$	25,850
54	15	19/IX 1928 г.	537,67	$S+\varepsilon+\alpha+\sigma_s+\sigma_k+\sigma_s+S_{1+2}$	19,766
55	15	4/II 1930 г.	537,67	$S+\varepsilon+\alpha+\sigma_s+\sigma_k+\sigma_s+S_{1+2}$	19,110
56	33	20/XII 1929 г.	537,67	$\varepsilon+\alpha+\sigma_s+\sigma_k+\sigma_s+S_{1+2}$	17.046
57	33	II 1930 г.	488,60	$\varepsilon+\alpha+\sigma_s+\sigma_k+\sigma_s+S_{1+2}$	14,540
58	16	23/IX 1929 г.	504,80	$\varepsilon+\alpha+\sigma_s+\sigma_k+\sigma_s+S_{1+2}$	21,361

лентов ионов кислот и их отношению, но и по основному анализу в граммах на литр. Возможно, что в действительности они и весьма различны—в данных второй половины анализа—катионах, однако, нет возможности это установить.

На этом мы покончим с водами I—II пластов, укажем лишь, что воды, сходные с полученными в скв. №№ 7 и 14, имелись еще в скв. №№ 29, 30 и 35.

Вода III пласта.

Этот пласт эксплоатируется в скв. №№ 4, 9, 11, 18, 19, 22, 23, 35 и 45. Из них над III пластом вода была закрыта в скв. №№ 9, 11, 18, 19, 22 и 23. Закрытие по данным актов и протоколов ГТК удовлетворительное. Только в одной из скважин (№ 19) при испытании тампонажа наблюдался подъем 5′ 3″. В процессе эксплоатации в дальнейшем возникли опасения относительно целости тампонажа в скв. № 19. Поэтому анализы этой скважины нами были исключены. Таким образом, достоверными можно считать анализы из скв. №№ 9, 11, 18, 22 и 23. По этим скважинам в нашем распоряжении имеется 20 анализов, наиболее характерные из которых приведены ниже в табл. 31. Для сравнения, ниже, в той же таблице, помещен анализ скв. № 4, в которой не было произведено закрытие воды над III пластом, а также описанной выше скв. № 19.

Анализы вод скважин, в которых имеется закрытие воды над III пластом, нанесены на диаграмму (фиг. 30). Ориентировочные пределы по данным этих скважин: щелочность — 69,0 — 105,0, сухой остаток — 5,40—6,45, Cl — 0,97 — 1,65. или в эквивалентах ионов: Cl—30,4—47,0, CO_3—69,0—105,0, ε—108,0—135,0 и Δ—0,28—0,65.

Сравнивая эти пределы с I—II пластами, имеем уменьшение хлора с 2,4—3,3 *г/л* в I—II пластах до 0,97—1,65 в III—IV. Сухой остаток также меньше. Вследствие этого минерализация и отношение уменьшается, что дает на диаграмме движение местоположения вод из правого верхнего угла в левый нижний, т. е. в диагональном направлении, обратном верхним водам.

Таблица 30.

Щелочность	Сост. части, в г на 1 л		Эквиваленты ионов, в мг				
	SO_3	Cl	SO_4	Cl	CO_3	$SO_4+Cl+CO_3$	$\frac{Cl}{SO_4+CO_3}$
19,1	—	12,9752	—	365,90	19,08	384,98	19,15
21,9	Следы	13,2300	—	373,09	21,03	395,02	17,00
20,8	„	13,5000	—	380,70	20,78	401,48	18,30
24.0	—	13,3000	—	375,06	23,98	399.04	15,61
19,8	—	12,0280	—	339,19	19,78	358,97	17,11
13,4	„	11,5671	—	326,20	13,39	339,59	24,34
15,6	„	10,0348	—	282,00	15,58	297,58	18,17
17,4	Следы	8,9770	—	253,30	17,38	270,68	14,57
11,58	0,0391	12,2566	0,9764	345,8	11,56	358,34	27,58

Анализы скв. № 19 нанесены на диаграмму (фиг. 30), при этом, как и в случае скв. № 15, точки анализа соединены прямыми хронологически. Полученная ломаная имеет 2 точки в пределах I—II пластов и 2 в III. Направление стрелок указывает на переменный характер воды в скважине. Первый и третий анализы сходны с водой I—II пластов, а второй и четвертый с водой III пласта. Трудно сказать, чередуются ли притоки вод того или другого пласта в скважине, или же тут причиною характер взятия пробы. Вероятнее всего—и та и другая причины вместе.

Вода V пласта.

Пласт этот эксплоатируется в 2 скважинах—№№ 3 и 36. Однако, полученные анализы воды нельзя признать характерными. В первой из этих скважин вода закрыта высоко в грозненских слоях. Во второй, хотя тампонаж произведен и над V пластом, однако, удовлетворительность его подвержена сомнению. ГТК он утвержден условно, и скважина оставлена под наблюдением. Единственной скважиной, данными которой можно воспользоваться, является скв. № 58. Воду из этой скважины вероятнее всего будет отнести к притокам из V-a и V-b пластов. Кроме того, испытание притоков из V-a пласта удалось произвести в скв. №№ 26 и 27.

Анализы вод из этих скважин приведены в табл. 32.

Анализы №№ 73—87 нанесены на диаграмму (фиг. 30). Первые два из них оконтурены и образуют ориентировочные пределы для вод V-a пласта. Остальные три объединены вторым контуром, обозначающим ориентировочные пределы для притоков из V-a и V-b пластов. Сравнивая эти анализы с анализами I—II и III пластов, имеем уменьшение хлора с 0,97—1,65 *г/л* для III пласта до 0,5, до 0,62 для V-a пласта и от 0,28 до 0,42 для V-a + V-b пластов. В соответствии с этим уменьшилось и количество сухого остатка. Это, уменьшив сумму эквивалентов ионов и их отношение, передвинуло местоположение точек на диаграмме по указанной ранее диагонали к началу координат. При этом пределы как V-a, так

Таблица 31.

№№ анализов	№№ скв.	Время взятия пробы	Глубина скважин, в м	Сухой остаток, в г на 1 л	Щелочность	Составные части в г на 1 л		Эквиваленты ионов, в мг				
						SO_3	Cl	SO_4	Cl	CO_3	$SO_4+Cl+CO_3$	$\frac{Cl}{SO_4+CO_3}$
59	9	22/V 1928 г.	496,83	6,050	75,00	—	1,52	—	42,86	74,92	117,78	0,57
60		5/VII 1928 „	496,83	6,010	69,80	—	1,56	—	44,00	69,73	113,73	0,63
61	11	15/VIII 1927 „	437,69	5,830	78,4	—	1,08	—	30,53	78,32	108,85	0,45
62		15/X 1927 „	437,69	5,930	86,0	—	1,56	—	44,00	85,92	129,92	0,51
63	18	29/IX 1928 „	477,30	5,350	70,4	—	1,34	—	37,75	70,83	108,03	0,54
64	22	5/VII 1928 „	386,8	6,430	100,3	—	1,30	—	46,65	100,20	146,85	0.46
65		28/XII 1929 „	386,8	6,260	95,0	—	1,13	—	31,87	94,90	126,77	0,34
66	23	24/VIII 1928 „	414,00	6,100	104,7	—	1,08	—	30,46	104,60	135,06	0,29
67		29/IX 1928 „	414,00	6,100	96,8	—	0,97	—	27,36	96,70	124,06	0,28
		Пределы:		5,40—6,45	69,0—105,0	—	0,91—1,65	—	30,4—47,0	69,0—105,0	108,0—135,0	0,28—0,65
68	4	15/VIII 1927 г.	484,3	6,030	72,1	—	1,40	—	39,49	72,03	111,52	0,55
69	19	IV 1928 „	400,5	8,710	84,4	—	3,04	—	85,80	84,32	170,12	1,02
70	19	22/V 1928 „	400,5	6,430	82,4	—	1,64	—	46,25	82,32	128,57	0,56
71	19	5/VII 1928 „	400,5	8,139	74,6	—	2,94	—	82,91	74,53	157,44	1,11
72	19	22/VIII 1928 „	400,5	5,770	78,9	—	1,46	—	41,16	78,82	119,98	0,52

Таблица 32.

№№ анализов	№№ скв.	Время взятия пробы	Глубина скважин, в м	Сухой остаток, в г на 1 л	Щелочность	Составные части в г на 1 л		Эквиваленты ионов, в мг				
						SO_3	Cl	SO_4	Cl	CO_3	$SO_4+Cl+CO_3$	$\frac{Cl}{SO_4+CO_3}$
					V-a пласт							
73	27	22/X 1928 г.	400,20	3,950	60,5	—	0,6208	—	17,50	60,44	77,94	0,29
74	26	22/X 1928 „	480,05	3,986	67,1	—	0,4889	—	13,78	67,03	80,81	0,20
					V-a + Vb пласт							
75	58	7/III 1930 г.	443,80	4,600	43,2	0,0976	0,3938	2,44	11,11	43,16	56,71	0,24
76	58	5/III 1930 „	443,00	3,400	44,8	0,0335	0,2864	0,84	8,08	44,76	53,68	0,18
78	58	4/III 1930 „	443,00	3,200	44,6	0,0800	0,4164	2,00	11,75	44,56	58,31	0,25
78	3	23/VI 1924 „	482,19	5,360	76,1	—	1,3600	—	38,35	76,02	114,37	0,50
79	3	18/XII 1926 „	482,19	4,020	73,2	—	0,6320	—	17,82	73,12	90,94	0,24
80	3	—	482,19	5,003	77,8	—	1,000	—	28,20	77,72	105,92	0,36
81	3	15/VIII 1927 „	482,19	6,000	68,4	—	1,5300	—	43,16	68,33	111,49	0,63
82	3	14/IX 1927 „	482,19	16,843	34,6	—	9,1920	—	259,23	34,57	293,80	7,49
84	3	18/X 1927 „	482,19	9,688	57,6	—	4,3316	—	122,26	57,54	179,80	2,12
84	3	24/XI 1927 „	482,19	11,900	33,4	—	9,6400	—	271,85	33,37	305,22	8,13
85	3	22/V 1928 „	482,19	15,740	40,0	—	8,8400	—	249,29	39,96	289,25	6,23
86	3	24/VIII 1928 „	482,19	7,4137	64,2	—	2,4800	—	69,95	64,14	134,09	1,09
87	3	29/IX 1928 „	482,19	14,5299	37,4	—	7,9540	—	224,30	37,36	261,66	6,00

и V-a+V-b пластов перекрывают контуры I группы верхних вод. Однако, это не лишает диаграмму ее наглядности, тем более, что по основному анализу воды как V-a, так и V-a+V-b пластов хорошо отличимы от I группы верхних вод. Они не содержат SO_3 совершенно или количества ее ничтожны—меньше, чем в любой из скважин I группы. Щелочность же значительно больше. Численных пределов мы в приведенной таблице не даем. Данные, имеющиеся в нашем распоряжении, весьма немногочисленны, и их следует рассматривать, как первое приближение к выявлению характера вод V пласта. Несколько остановимся на водах эксплоатационной скв. № 3, приведенных в той же таблице.

Как сумма эквивалентов ионов кислот, так и их отношение, колеблется в широких пределах. При нанесении их на диаграмму (фиг. 30) они рассеиваются по всей диаграмме. Соединение их в хронологическом порядке дает следующую картину. Первые две точки попадают в пределы III пласта, третья у контура вод V-a пласта, четвертая вновь в контуре III пласта. Далее точки переходят далеко по диагонали к IV группе верхних вод и совершают затем колебания между нею и контурами I—II пластов, попадая 1 раз в последний. Создается такое впечатление, что в скважине попеременно имеют место притоки из III, I—II пластов и низов грозненской свиты при наличии некоторого количества собственной воды из пласта V-a (+V-b) в третьей точке.

Наличие весьма высоко расположенного тампонажа в грозненских слоях придает этому предположению некоторую долю вероятности.

Вода XII пласта.

Этот пласт является последним из известных в настоящее время эксплоатационных горизонтов. Эксплоатируется он в двух скважинах—№№ 1 и 6. Однако анализы вод обеих скважин не являются характерными, так как в первой закрытие воды произведено в спириалисовых слоях надперебросовой части складки и тем перекрыты только имевшиеся притоки из спаниодонтелловых слоев. В скв. № 6 XII пласт вскрыт без закрытия воды. По данным бурового журнала (сведения *Л. С. Петрова*), притоки воды ниже V пласта встречены не были. Таким образом, данными эксплоатационных скважин воспользоваться нельзя.

Помимо этих скважин, имеются анализы вод XII пласта, полученные из скв. №№ 27, 21 и 17, взятые при бурении. Так как анализы взяты после закрытия воды перед этим пластом, отмеченным во всех этих скважинах высоким столбом воды, то их можно считать характерными для этого пласта. Однако, выведенные на основе этих скважин пределы следует считать ориентировочными, так как по указанным трем скважинам имеется только по одному анализу. Они будут уточнены данными последующих скважин.

Анализы всех 5 указанных скважин приведены в табл. 33.

Анализы №№ 88—90 нанесены на диаграмму (фиг. 30). Они находятся между IV и V группами верхних вод. На диаграмме также

даны ориентировочные пределы. Вода в этих анализах характеризуется большим количеством хлора и сравнительно большим сухим остатком при малой щелочности. По своим данным эти анализы ближе всего к синдесмиевым водам. Указания на сходство вод XII пласта с водами из скважин, эксплоатирующих I—II пласты без закрытия воды, своевременно были приведены.

Ориентировочные пределы для вод XII пласта по данным указанных 3 скважин: сухой остаток — 15,75 — 17,0, щелочность — 16,2—20,0, хлор—9,95—10,8, или в эквивалентах ионов: хлор—280,0—295, CO_3—16,3—20,0, ε—296,0—317,0, Δ – 13,2—17,5.

Данные анализов №№ 91—94 из скв. № 6 и одного анализа из скв. № 1 нанесены на диаграмму (фиг. 30). Анализы первой из них, несмотря на свою относительную многочисленность, колеблются не в весьма широких пределах и на диаграмме находятся весьма скученно. Они весьма близки к IV группе верхних вод, к которой подходят и основные данные анализа. Единственный имеющийся в нашем распоряжении анализ воды скв. № 1 на диаграмме расположен ближе к V группе верхних вод. К этой группе более всего подходит и сам анализ; только количество хлора в нем несколько меньшее.

В общем на диаграмме как воды скв. № 6, так и скв. № 1 расположены вблизи вод XII пласта. Указать сейчас причину сходства вод XII пласта с грозненскими и синдесмиевыми трудно. Приходится повторить сожаление о том, что не имеется полных анализов. Возможно, что по катионам нам удалось бы различить эти воды. При имеющихся данных они трудно различимы.

Вода XIV пласта.

Это единственный пласт в спириалисовой свите подперебросовой части складки, анализами которого мы располагаем. Эксплоатационных скважин на нем нет, и имеющиеся анализы получены из скважин при бурении. В них этот пласт был отмечен высоким столбом воды.[1]

Эти анализы приведены в табл. 34.

Как видно из табл. 34, вода в обеих скважинах характеризуется большим количеством хлора и значительным сухим остатком при небольшой сравнительно щелочности. SO_3 нет. Пределы для вод этого пласта, которые ориентировочно можно наметить по данным этих скважин: сухой остаток—17,5—30,8, щелочность—18,8—26,0, хлор—11,0—13,50, и в эквивалентах ионов: Cl—312,0—381,0, CO_3—18,5—26,0, ε—337,0—407,0, Δ—12,8—17,6. Анализы №№ 96—98 на диаграмме, как и анализы XII пласта, находятся между IV и V группами вод, причем пределы перекрывают пределы XII пласта. Сравнение анализов показывает, что воды XVI пласта содержат большее количество хлора, чем воды XII пласта, и имеют больший сухой остаток. Это делает их отличными друг от друга, хотя разница и весьма невелика.

[1] Данные *Л. С. Петрова.*

Таблица 33.

№№ анализов	№№ скв.	Время взятия пробы	Глубина скважин, в *м*	Сухой остаток в *г* на 1 *л*	Щелочность	Составные части в *г* на 1 *л*		Эквиваленты ионов, в *мг*				
						SO_3	Cl	SO_4	Cl	CO_3	$SO_4+Cl+CO_3$	$\frac{Cl}{SO_4+CO_3}$
88	27	1/II 1929 г.	542,55	16,900	16,4	—	9,9400	—	280,30	16,39	296,69	17,20
89	21	14/V 1928 „	541,90	15,760	20,0	0,0735	10,280	1,84	289,90	19,98	311,72	13,22
90	17	3/III 1928 „	548,33	16,930	16,8	—	10,440	—	294,40	16,79	311,19	17,50
		Пределы		15,15—17,0	16,5—20,0	—	9,95—10,5	—	280—235	16,3—20	296—312	13,2—17,5
		XII пласт и более верхние										
91	6	15/X 1927 г.	510,84	16,930	34,4	—	9,6432	—	271,94	34,37	306,31	7,90[1]
92	6	24/XI 1927 „	510,84	17,180	30,0	—	9,6000	—	270,72	29,97	300,69	9,00
93	6	28/V 1929 „	510,84	14,8 0	26,1	0,1199	9,0948	2,99	256,47	26,06	285,53	8,81
94	6	28/XII 1929 „	510.84	18,030	30,8	—	10,1300	—	282,10	30,77	312,87	9,17
95	1	15/VIII 1927 „	748,59	13,090	6,0	—	7,480	—	210,94	5,99	216,93	35,15[2]

[1] Скважиной пройдены $S+\varepsilon+\sigma_N+\sigma_8+S_{1-12}$.
[2] Вода закрыта в ε поднадвиговой толщи, S давали приток воды, который и перекрыт.

Таблица 34.

№№ анализов	№№ скв.	Время взятия пробы	Глубина скважин, в *м*	Сухой остаток в *г* на 1 *л*	Щелочность	Составные части в *г* на 1 *л*		Эквиваленты ионов, в *мг*				
						SO_3	Cl	SO_4	Cl	CO_3	$SO_4+Cl+CO_3$	$\frac{Cl}{SO_4+CO_3}$
96	12	6/VI 1928 г.	561,75	20,160	24,4	—	11,1200	—	313,58	24,38	337,96	12,82
97	12	6/VI 1928 „	561,75	19,760	24.5	—	11,2400	—	316,97	24,48	341,45	12,90
98	13	21/XII 1928 „	605,94	17,500	18,8	—	11,7800	—	332,20	18,78	350,98	17,60
		Пределы		17,50—30,80	18,8—26,0	—	11,0—13,50	—	312,5—381,0	18,5—26,0	337—407,0	12,8—17,6

На диаграмме перекрытие контуров произошло по той причине, что хотя пределы суммы эквивалентов ионов кислот того и другого пласта не заходят друг за друга, но разница между ними незначительна. Оконтуривая крайние точки принятым для всех пределов радиусом, при небольшой разнице в пределах и большом, для данного пункта на логарифмической бумаге радиусе имеем указанное перекрытие. Это и является одним из неудобств пользования логарифмической бумагой. Однако, за неимением лучшего метода графического изображения анализов вод, приходится мириться с этим недостатком.

На этом и закончим рассмотрение вод Вознесенского района.

Сводные данные.

Таким образом, из имеющихся 248 анализов в настоящей работе приведено 98, а фактически использовано 146. Остальные, как указывалось, представляют собой главным образом смеси вод спаниодонтелловых и спириалисовых пластов подперебросовой части складки и для нашей работы не могут представлять интереса.

Выводы предыдущих одиннадцати таблиц могут быть сведены в общую таблицу 35.

Пласт Seam	Число анализов	Сухой остаток в г на 1 л Dry residue in g/l	Щелочность Alcalinity	Составные части в г на 1 л Components g/l	
				SO_3	Cl
Верхние воды:					
I группа	14	0,8 — 6,0	5,0 — 30,0	0,22—3,10	0,004— 0,57
II „	5	3,0 — 6,0	17,5 — 45,0	0,18—0,90	0,58 — 1,80
III „	8	8,0 —16,0	15,0 — 50,0	0,01—0,88	3,2 — 7,7
IV „	6	22,0 —45,0	37,0 — 49,0	Следы	12,5 —19,5
V „	7	28,0 —35,0	1,9 — 12,0	—	11,6 —15,5
I—II пласты	17	6,0 —12,0	68,0 — 82,0	—	2,4 — 3,3
III—IV „	20	5,40— 6,45	69,2 —105,0	—	0,97 — 1,65
V—a	2	3,95— 4,0	0,05— 67,1	—	0,5 — 0,62
V-a + V-b	3	3,2 — 4,6	43,0 — 45,0	0,03—0,08	0,29 — 0,42
XII	3	15,75—17,0	16,5 — 20,0	—	9,95 —10,5
XVI	6	17,5 —30,8	18,8 — 26,0	—	11,0 —13,5

Эта таблица и может служить основой для распознавания вод Вознесенского района. Необходимо еще раз оговориться, что даваемые пределы являются ориентировочными; они могут служить лишь

для дальнейшей уточненной классификации, так как составлены на основании имевшихся 248 неполных анализов, носивших зачастую не характер систематических наблюдений над скважиной, а случайности. Это заставляет вынести пожелание о более систематическом отборе проб воды. Особенно это относится к случаям вскрытия новых пластов. Необходим также периодический отбор проб воды из эксплоатирующихся скважин. Это весьма важно в первоначальный период разработки района. О практической пользе достоверной классификации вод не приходится и говорить.

Вторым вопросом, который хотелось бы поднять в связи с имевшимся случаем почти полного совпадения анализов вод скв. № 33 и вод XII пласта, является производство полных анализов. При стоимости бурения одной скважины в десятки тысяч рублей, расход в несколько десятков и даже сотен рублей на производство полных анализов не окажет на стоимость бурения большого влияния; между тем они сыграли бы большую роль хотя бы в указанном случае. Возможно, что эти воды совершенно различны, однако по имеющимся неполным анализам приходится констатировать их сходство. При этом для вопросов, требующих срочного разрешения, можно брать две пробы: одну для существующего предварительного анализа, а другую для полного. Первая дает возможность разрешить практически срочный вопрос, а вторая—послужит материалом для более обоснованной классификации вод.

Таблица 35.

Эквиваленты ионов, в мг. Ion-equivalents mg.					Примечания. Note
SO_4	Cl	CO_3	$SO_4+Cl+CO_3$	$\frac{Cl}{SO_4+CO_3}$	
5,0—77,0	0,1 — 16,0	5,0— 30,0	12,5—113,0	0,002— 0,25	Главным образом притоки из ε и S надвигового крыла.
4,5—22,0	16,5 — 50,5	17,5— 45,0	61,0— 97,5	0,35 — 1,10	Вода $S+\sigma_2$?
3,2— 7,7	90,0 —216,0	15,0— 50,0	116,0—226,0	1,98 — 6,49	Вода σ_2 и отчасти σ_3, $\varepsilon+S$.
—	360,0 —550,0	37,0— 49,0	400,0—600,0	8,7 —11,75	Гл. обр. притоки из σ_2 и отчасти σ_3.
—	325,0 —435,0	1,9— 12,0	340,0—445,0	27,0 —50,0	Главным образом притоки синдесмиевые.
—	70,0 — 93,0	68,0— 82,0	139,0—171,0	0,95 — 1,30	
—	30,4 — 47,0	69,0—105,0	108,0—135,0	0,28 — 0,65	
—	13,7 — 17,5	60,5— 67,1	77,0— 80,9	0,20 — 0,29	Мало данных. Ориентир. пределы.
0,8— 2,5	8,0 — 12,0	43,0— 45,0	53,5— 58,5	0,18 — 0,24	Условно. Необходима проверка.
—	2,80— 2,95	16,5— 20,0	296 —312	13,2 —17,5	Мало данных. Ориентир. пределы.
—	312,5 —381,0	18.5— 26,0	337,0—407,0	12,8 —17,6	Мало данных. Ориентир. пределы.

G. Maximovich.

7. THE DRILL WATERS OF THE VOZNESENSK OIL FIELD.

(*From the materials of the Second Conference*).

Summary.

In this paper of the 248 analyses which have been at the author's disposal only 146 analyses are utilized by him. The rest, representing mixed waters, could not be included into the classification of the waters of the region.

The principal inferences from the material examined by the author are summed up by him in the last (35-th) table in which characteristics of the maingroups into which he classifies the waters of Voznesensk field are given.

Under the term „Upper waters" in the table are comprehended the waters occurring above the roof of the I-st *Spaniodontella* sandstone of the part of the Voznesensk anticline lying above the overthrow, these waters presenting a mixture of waters commonly obtained by intake from different horizons.

To the first group belong the waters of the *Spaniodontella* and *Spirialis* beds (Middle Miocene) of the overthrown limb of the anticline.

To the second group belong mixed waters of the *Spaniodontella* and *Spirialis* beds of the part of the fold above the overthrow.

To the third group are referred mixed waters of the *Spaniodontella* and *Spirialis* beds with addition of Sarmatian waters (Upper Miocene) in the part of the fold above the overthrow.

To the IV group are referred the waters of the so-called Grozny beds of the Middle Sarmatian (Upper Miocene) of the overthrown limb.

To the V group of waters are referred the waters of the Lower Miocene *Syndesmia* beds of the underthrown limb of the anticline.

The waters of seams I, II, III, IV, Va, Vb and XII shown in the table are waters of the *Spaniodontella* sandstones, those of seam XVI—waters the *Spirialis* sandstones in the overthrown part of the anticline.

V. БУРЕНИЕ, ОХРАНА НЕДР И ВТОРИЧНЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ.

V. BORING CONSERVATION OF RESERVES AND SECONDARY EXPLOITATION METHODS.

П. С. Брудницкий.

8. РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ НА ПРОМЫСЛОВЫХ ПЛОЩАДЯХ ГРОЗНЕФТИ.

(Доклад на пленуме второй конференции).

Говоря о разведочном бурении на старых площадях Грознефти прежде всего необходимо коснуться вопросов, связанных с глубоким бурением, которые в настоящее время являются наиболее важными. С этими вопросами связано разрешение таких основных проблем на старых площадях, как вскрытие майкопской свиты и всестороннее определение тектоники поднадвиговой части.

Глубокое бурение в Грознефти имеет сравнительно небольшую давность. В 1930 г. в Старом районе была заложена первая глубокая скв. № 7/30. В 1931 г. было начато глубокое бурение в более широком масштабе, и только 1932 г. дал первые предварительные результаты этого бурения. Надо указать, что к настоящему моменту положение с глубоким бурением, несмотря на двухлетнюю давность, не может считаться особенно блестящим. Мы уже имеем позади целый ряд глубоких скважин, ликвидированных из-за аварий. Значительное число остальных скважин в таком положении, которое заставляет думать, что и эти скважины, находящиеся пока в работе, постигнет та же участь.

Какими причинами объясняется современное состояние с глубоким бурением? Одним из основных факторов, определяющих исход глубокого бурения, является удачный выбор конструкции скважины. Первоначальная конструкция, построенная на основе имеющихся в то время данных, оказалась неподходящей. Она постоянно видоизменялась. Эти видоизменения вызывались, главным образом, вновь открывающимися геологическими условиями.

Такое обстоятельство, как встреча поднадвигом почти на голову поставленных песчаников, поставило бурение в чрезвычайно трудные условия. Встреча так называемого XXIII пласта с высоким водяным давлением заставила нас в корне пересмотреть первоначальный план глубокого бурения. Предполагалось, что, пройдя спириалисовые слои, мы встретим верхнюю глинистую майкопскую толщу, а затем войдем в нижнюю часть майкопа. Словом, картина рисовалась чрезвычайно простой и на ее основе и были построены соответствующие конструкции скважин. Действительность показала другое.

Вероятно большинство работников Грозного помнит, что в первой скважине, запроектированной на майкопскую свиту, первую 12-дм. (305-*мм*) колонну предполагалось остановить перед XV—XIX пластом. Башмак следующей 8-дм. (203-*мм*) колонны предполагалось ставить перед XXII пластом. В 8-дм. колонне считалось возможным допустить выход из-под башмака до 1000 *м*. Для этого тогда имелись основания. Вскрытие поднадвиговых песчаников заставило пересмотреть эту конструкцию, так как длительная проходка в крепких песчаниках, при отсутствии шарошечных долотьев, показала, что колонны, остановленные перед XV—XIX пластом, обычно протираются, и результат тампонажа сводится к нулю.

Для того, чтобы избежать этого, была перепроектирована конструкция, с переносом башмака 12-дм. (305-*мм*) колонны под XXII пласт. Таким образом создавался, с одной стороны, известный резерв в колоннах и, с другой, явилось возможным избежать обычного протирания этой колонны еще до подхода к XXII пласту. Встреча с водой большого напора заставила конструкцию пересмотреть. С буровой точки зрения безусловно выгодно, при проведении скважины на большую глубину, не оставлять такие горизонты, как XVIII пласт, под башмаком, а желательно его перекрыть колонной.

Придерживаясь такой конструкции при дальнейшем бурении, мы будем застрахованы от всяких неполадок.

В настоящий момент фактическое положение вещей остается таковым, что 12-дм. (305-*мм*) колонну мы должны останавливать перед XXII пластом. Я подчеркиваю это обстоятельство, так как оно может для скважины сыграть существенную роль. XXII пласт пока только вскрыт, но уже служит той преградой, которую мы наличными средствами пока преодолеть не смогли. В случае преодоления XXIII пласта, существенно необходимо этот горизонт перекрыть 12-дм. (305-*мм*) колонной.

Подходя к конструкции глубоких скважин вообще, а особенно первых скважин, считаю необходимым отметить следующее важное обстоятельство. Поскольку мы задачей первой скважине ставим обнаружение нефтяного пласта майкопской свиты, конструкция скважин должна быть построена в соответствии с задачами, которые должна решить скважина. Нельзя на одну и ту же скважину возлагать две задачи—задачу вскрытия горизонта и задачу испытания его. Если при бурении до 1000 *м*, как, например, в разведочном районе Молгабека, такая вещь допустима, то для глубокого бурения эти две задачи должны быть отделены одна от другой. Всякое испытание пласта требует спуска соответствующей колонны. Если мы глубокие скважины предполагаем проходить с креплением тремя колоннами, то эти три колонны могут гарантировать лишь вскрытие проектных горизонтов. Говорить же об испытании пластов можно лишь по достижении проектной глубины—снизу вверх.

Второй вопрос, с буровой точки зрения, весьма существенный—это обязательность изоляции верхних вод, при проведении разведочных скважин. Независимо от того, ведем ли мы бурение в новом

или старом месторождении, если оно ведется вращательным способом, т. е. с глинистым раствором, условия обводнения остаются одинаковыми, и поэтому нет оснований старые месторождения ставить в особые условия в смысле изоляции вод. В поисковой скважине колонны устанавливаются в зависимости от того, как этого требуют условия бурения, а не условия охраны недр.

Поскольку задачей поисковой скважины является лишь вскрытие продуктивного горизонта, вовсе не обязательно требовать от нее гарантий возможности испытания встреченных горизонтов. У нас, надо сказать, обычно ставятся две задачи, и в этом причина медленных темпов разведки глубоких горизонтов. Для удовлетворения обеих задач одновременно потребовалось бы начинать скважины диаметром, пожалуй, не менее 30 дм. (762 *мм*). Таким диаметром вращательным способом мы работать, ясно, не можем.

Для первой скважины, которая идет на обнаружение и вскрытие горизонта, должны быть поставлены чисто поисковая и структурная задачи. Только при таких условиях можно получить быстрый результат. Всякие другие, не имеющие этой цели, работы задержат вскрытие новых пластов. Достаточно привести характерный пример— скв. № 5/79 в Старом районе. Результаты были бы более реальны, если бы эта скважина, не спуская сетки, прошла ниже, а вскрытый горизонт был бы испытан после углубления до нужной глубины. Почти как правило после испытания пласта сетку извлечь не удается, поэтому, когда ставят вопрос об испытании промежуточного горизонта, нужно продумать, необходимо ли это в данный момент или более рентабельно пройти ниже и узнать, что имеется внизу. Нужно сказать, что вторая задача в наших условиях глубокой разведки почти всегда превалирует.

Такая задача для глубоких скважин на Старых площадях нами, работниками бурения, неоднократно ставилась в Геолого-технической комиссии. Однако, поддержки в этом мы не встречали и главным образом из тех соображений, что во время бурения происходит обводнение недр. Мы бурим вращательным способом, и нужно быть большим скептиком, чтобы сомневаться в глинизирующих свойствах глинистого раствора.

Чтобы достигнуть определенного горизонта, надо подходить к разведочным скважинам особо и даже в условиях эксплоатационного района считать их поисковыми.

Надо сказать, что современное состояние глубокого бурения находится вообще в чрезвычайно затруднительном положении. Оно будет нелегким и в 1933 г. Крепление глубоких скважин требует качества металла значительно выше того, которое мы имели до сих пор. Толщина труб не может также нас удовлетворить. Конечно, эти обстоятельства не могут задержать разведки, и для того, чтобы не было этой задержки, необходимо пересмотреть норму испытания тампонажа в соответствии с имеющимся ассортиментом труб.

Условия тампонажа надо пересмотреть вообще, в особенности для глубокого разведочного бурения, так как мы не располагаем в настоящее время трубами с нужной толщиной стенок. Для того

чтобы достигнуть глубоко залегающего горизонта, нормальное испытание промежуточных колонн совершенно не является необходимым. Исключением является лишь последняя водозакрывающая колонна, в которой как в процессе испытания, так и, возможно, последующей эксплоатации, можно ожидать понижения уровня.

Какие помехи мы имели еще на пути глубокого бурения?

Надо сказать, что в условиях Старо-Грозненского района большим препятствием были обвалы, встречаемые в подошве спириалисовой и в кровле майкопской свиты. Насколько борьба с обвалами затрудняла работу в глубоких скважинах этого района говорит ликвидация целого ряда скважин: №№ 4/66, 216/51 и др., а также то обстоятельство, что в одной из наиболее глубоких скважин—№ 7/30 в течение 8 месяцев из-за обвалов мы не имели ни одного метра проходки.

Какими средствами располагали мы для борьбы с обвалами?

В этом отношении следует сказать, что мы были вооружены чрезвычайно слабо. Такие вопросы, как утяжеление глинистого раствора и повышение его вязкости, для нас были часто трудно разрешимыми. Создать утяжеленный раствор для повышения давления столба жидкости в скважине на пласт подчас было совершенно невозможно. Так, скважина Ново-Грозненского района № 5/22 в течение 3 месяцев была законсервирована только потому, что мы не располагали тем количеством барита, который был необходим для ведения работ в этой скважине. Такое тяжелое положение с добавками к глинистому раствору мы имели на протяжении всего года, что неизбежно вело к большим затруднениям и осложнениям в скважинах и оттягивало сроки окончания скважин. В настоящее время, в указанной скв. № 5/22 ведется работа по очистке пробки, образовавшейся вследствие обвала, после чего нами будет применен глинистый раствор уд. веса порядка 1,8. Однако, повидимому, в таких скважинах как № 5/22 в дальнейшем придется коренным образом изменить приемы бурения; нами в дальнейшем намечается для преодоления пластов с высоким давлением, кроме работ с утяжеленным раствором, применить герметическое бурение. Следует, однако, отметить, что последнее, намеченное впервые к применению в СССР, связано с импортом и потому может быть применено, вероятно, не ранее второго полугодия 1933 г.

Весьма большим затруднением в работе глубокого бурения, особенно на протяжении последнего года, было отсутствие нужного набора инструментов, а в особенности роторных труб, для таких тяжелых условий работ, какими является работа на глубине от 1200 до 1800 *м*. Обычно тяжелые 6-дм. (152-*мм*) трубы пригодны для работы лишь до глубины 1400 *м*, и то этот предел превышает обычно применяемый в Америке. В отдельных случаях мы допускали работу 6-дм. тяжелыми трубами до этой глубины, однако это положение сопряжено с чрезвычайно большим риском и поэтому в дальнейшем, по всей вероятности, не будет применяемо. Для нормального ведения работы для нас необходимо иметь либо трубы 5-дм. (127-*мм*), либо облегченные 6-дм. (152-*мм*).

Изложенным выше исчерпывается перечень основных задержек и неполадок в глубоком бурении. Нужно сказать, что поверхностное оборудование всех глубоких скважин, в противовес подземному, обеспечено достаточно хорошо и не требует никаких коренных переделок. Большой задержкой в освоении глубоких горизонтов является почти полное отсутствие фасонных долотьев шарошечного типа, каковое обстоятельство, почти как правило, после 3—4-месячной работы в колонне, сводит к нулю произведенные этими колоннами тампонажи.

Разведочное бурение как на старых, так и на новых площадях не ограничивается только скважинами с большими глубинами. На 1933 г. мы будем иметь целый ряд районов, где придется применить сравнительно мелкое бурение скважинами глубиной до 460 *м*. На протяжении ряда последних лет Грознефть не имела бурения такого типа и поэтому не располагает соответствующей конструкции станками. Имеющееся оборудование приспособлено главным образом для работ на глубины 800 и более метров. Поэтому было бы чрезвычайно невыгодным для мелких скважин, бурящихся сравнительно быстро, применять тяжелое оборудование, тратить большое количество времени на его переброску и монтаж и тем самым удорожать себестоимость метра проходки.

Основываясь на приведенных соображениях, мы выдвинули перед Нефтяным сектором НКТП пожелание о предоставлении нам станков легкого полупередвижного типа (по типу станков, применяемых на Эмбе и изготовляемых Сормовским заводом).

Принимая во внимание, что получение указанных станков может быть приурочено, в лучшем случае, к концу второго квартала, мы в силу необходимости принуждены будем начать мелкое бурение имеющимися в наличии станками и тем самым сознательно пойти на некоторое удорожание в проведении первых скважин. К районам мелкого бурения мы относим такие как Старо-Грозненский, Вознесенский, Кая-кент и, возможно, Ачи-су.

В вопросе благоприятного исхода буровых работ, наравне с факторами чисто технического порядка, немаловажную роль играют чисто организационные вопросы и, главным образом, правильно поставленное техническое руководство.

До последнего времени все разведочное бурение на старых площадях, а в том числе и глубокое, находилось под общим техническим руководством буровых отделов, которые вели параллельно с разведкой и эксплоатационное бурение. Такое положение, в силу создавшихся условий, часто приводило к недостаточному уделению внимания вопросам глубокого бурения, что создавало своеобразный уравнительный подход ко всем скважинам безотносительно от их значения.

С начала 1933 г. положение с руководством глубокого бурения поставлено в совершенно особые условия; глубокое бурение выделено в особую совершенно самостоятельную организацию, работающую на полном хозрасчете и с самостоятельным балансом. Такая структура даст возможность техническому руководству

этой конторы сконцентрировать все свое внимание исключительно на глубоком бурении.

Значительная аварийность глубоких скважин заставила нас поставить вопрос о том, чтобы с переходом на работу при глубине 1200 *м* и больше обычный роторный способ заменить турбинным. Таким образом, указанная выше контора глубокого бурения в будущем будет являться и конторой турбинного бурения. Весь комплекс изложенных соображений несомненно даст возможность перестроить глубокое бурение и создать условия, в максимальной степени обеспечивающие вскрытие в ближайший срок глубоких горизонтов майкопской свиты и поднадвиговой толщи в промысловых районах и создать перелом в бурении на разведочных площадях.

P. Brudnitski.

8. PROSPECT DRILLING IN THE PRODUCING FIELDS OF GROZNEFT TRUST.

(*Report at the Plenary Meeting of the Second Conference*).

Summary.

In this report *P. Brudnitski* noted that the problems of future prospecting in the productive fields of Grozneft Trust are wholly connected with deep boring, as our principal aim here consists in the penetration of the Maikop series and the establishment of the tectonics of the underthrusted part of the fold.

One of the main factors by which the final issue of deep boring is determined is a fortunate choice of the construction of the wells. In the process of work the construction of wells had to be modified many times in connection with the revealed characters of the geological structure of the prospected series. The nearly upright sandstones encountered beneath the thrust, the extremely high water pressure in the XXIII seam struck in a bore hole, and a number of other unexpected circumstances suggested the necessity of a fundamental revision of the initial plan of deep boring operations and of the projected construction of the deep wells. Dwelling upon a series of examples from the deep boring practice in the producing fields, *P. Brudnitski* especially emphasized on the base of this practice that the problems both of penetrating a pay horizon and of its testing cannot be imposed upon a single deep well. We may speak of testing a pay horizon in a deep well initially projected as search well for an unknown horizon, only after the projected depth has been reached, i. e., in ascending order.

The second question considered by *P. Brudnitski* as a very essential one is that of the exclusion of the upper waters in drilling deep trial wells.

So far as the trial wells[1] have for their object exclusively the tapping of a productive horizon, it is not in the least indispensable to require from them a warranted possibility of testing the horizons encountered. The first wells sunk solely for discovering and penetrating deep horizons must have for their object exclusively search and structure drilling. Only under these conditions a rapid result may be obtained.

Giving attention to the conditions of deep boring in the producing fields, the speaker noted that a great impediment has been the caving in the foot of the *Spirialis* and the roof of the Maikop series; the struggle against this has been unsatisfactory due to the absence of corresponding heavy solids and other indispensable additions to the mud fluid.

[1] *I. Brod* (258, 266).

After some examples illustrating this statement *P. Brudnitski* noted that in the future hermetic drilling should be applied besides the work with heavy mud fluids.

Besides the deep boring which is to be made in 1933 and the succeeding years of the Second Five Year Period. Grozneft stands before the necessity of widely applying shallow-boring to a depth of 400 m, for which a special equipment is required.

Among the regions of shallow boring belong the Old Grozny, Voznesensk, Kaia-Kent, Achi-su and some other fields.

As regards organization, viewing the failures of previous years, it was decided to create in 1933 for the deep boring quite special conditions, in charging with these works an independent organization working as a self-accounting economic unit with an independent balance. Such a structure will allow the technical direction of this new office to concentrate its attention exclusively upon the deep boring operations.

The considerable percent of damaged deep wells compels to rouse the question as to the substitution of the common rotary drilling by hydraulic rotary drilling for kdepths of 1 000 m and above. Thus, the Deep Boring Office will in future be converted into a Hydraulic-Rotary Drilling Office.

The entire complex of measures taken by the Trust must give the possibility of reorganizing the deep boring in the region and of creating conditions securing the penetration in most proximate time of the deep horizons of the Maikop series and of the underthrusted series in the producing fields, also of forcing and directing in the proper way the trial boring in the unproven areas in which prospecting is going on.

М. В. Максимов.

9. РАБОТА ГРОЗНЕНСКОЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОМИССИИ ПО ОХРАНЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА 1932 Г. И СОСТОЯНИЕ ОХРАНЫ НЕДР В ГРОЗНЕНСКОМ И ДАГЕСТАНСКОМ РАЙОНАХ.

(*Доклад на пленуме второй конференции*).

Ведению Грозненской геолого-технической комиссии по охране нефтяных и газовых месторождений в настоящее время подлежат: все нефтедобывающие и разведочные районы Объединения Грознефть, включая вновь присоединенный Дагестанский район, а также газовые месторождения в Дагестане, разрабатываемые Дагсоюзгазом.

I. РАБОТА ГТК

Работы ГТК в 1932 г., как и в предыдущие годы, преследовали в первую очередь две основных цели охраны нефтяных месторождений: 1) предохранение нефтеносных пластов от обводнения, с одновременной изоляцией всех проходимых пластов друг от друга, и 2) оздоровление нефтяных месторождений путем ликвидации старых очагов обводнения, а также вновь выявившихся в процессе текущей разработки месторождений.

Кроме этих основных вопросов, через ГТК проходил целый ряд других вопросов, связанных с бурением и эксплоатацией или вообще с рациональной разработкою нефтяных месторождений. Можно отметить годовые программы работ по районам, проекты по отдельным скважинам, вопросы, связанные с эксплоатацией фонтанов и газ лифтов, вывод в бездействие скважин, искривление скважин и др.

Неоднократно приходилось касаться и таких вопросов, как неудовлетворительность отбора образцов пород при бурении, несовершенность методов учета нефти и воды на промыслах, отсутствие или неправильность ведения документации скважин и т. д.

Не останавливаясь здесь подробно на текущих вопросах повседневного характера, прошедших через ГТК в 1932 г., заключавшихся в рассмотрении и утверждении актов испытаний производившихся тампонажей, актов ликвидации скважин, утверждений проектов работ и т. д., следует привести краткий перечень постановлений ГТК по тем общим вопросам, связанным с охраною и рациональной разработкой недр, которые имели наиболее существенное отношение к тому или иному из районов.

Ново-Грозненский район.

По вопросу о закрытии воды в скважинах, проходимых ниже XXII пласта, и о конструкции этих скважин постановлено в соответствии с директивами Нефтяного сектора (протокол № 21 Совещания от 29/XII 1931 г.) в скважинах, запроектированных на нижние пласты спириалисовой свиты (ниже XXII пласта), производить закрытие воды между XXII и следующим за этим пластом песчаником. В скважинах же, идущих для разведки майкопской свиты, разрешено бурить разведочно до встречи ближайшего, залегающего под XII пластом песчаника, который можно вскрыть, для выяснения его характера, отбором колонок и кароттажем. После этого данные разведки представляются в ГТК для обсуждения плана дальнейших работ, индивидуально для каждой скважины.

Постановление это сохраняет свою силу и по настоящее время, с тем лишь последующим изменением, что и для скважин, запроектированных на пласты ниже XXII, также принят индивидуальный подход, так как эти скважины, по существу, являются такими же разведочными скважинами, как и ведущиеся на майкоп.

Что касается конструкции скважин, то представленная Промысловым отделом Грознефти конструкция глубоких разведочных скважин, в основном, сводилась к следующему: 18-дм. (457-*мм*) винтовой кондуктор останавливается под слоем гравия, примерно на глубине 60—70 *м*; этот кондуктор цементируется от башмака колонны до устья скважины; следующая 12-дм. (305-*мм*) винтовая колонна рассчитывается до глубины 1100—1300 *м* (в зависимости от проектной глубины скважины) и предназначается для тампонажа под XXII пластом; затем 8-дм. (203-*мм*) винтовая колонна проектируется для глубины 1700—1800 *м*; эта колонна не является тампонажной, а лишь предохранительной, или направляющей, и останавливается в предполагаемой подошве верхнего майкопа или в кровле нижнего майкопа; наконец последняя 5-дм. (127-*мм*) винтовая колонна рассчитывается до глубины 2200—2400 *м* и является водозакрывающей перед предполагаемым для испытания пластом в нижнем майкопе; предложенная схема конструкции была принята ГТК к сведению.

Вследствие отсутствия других подходящих диаметров труб, указанная конструкция остается без изменения и до настоящего времени.

О нормах испытания тампонажа в указанных ранее скважинах принято следующее постановление: в скважинах, бурящихся на глубокие предполагаемые спириалисовые пласты, испытание тампонажа должно производиться посредством понижения уровня на половину столба жидкости, но не менее чем на 600 *м* от устья скважины; для скважин же, бурящихся на разведку майкопской свиты в неизвестной части разреза, устанавливается норма понижения уровня до глубины 500 *м* от устья скважины. В сравнении с общепринятыми нормами испытаний тампонажа для скважин в Ново-Грозненском районе вышеприведенные нормы приближаются к нормам, установленным для испытания в скважинах, бурящихся на XXII пласт, в которых уровень понижается там же до 500 *м*. Для всех остальных пластов уровень при испытании тампонажа оттартывается на $^2/_3$ глубины скважины.

Об испытании герметичности водозакрывающих колонн постановлено: если при испытании герметичности труб давлением будет обнаружено падение давления, то испытание должно быть повторено оттартыванием до надлежащих пределов, согласно нормам, установленным ГТК для испытания тампонажей.

Испытание герметичности колонн сделалось обязательным для районов, начиная с 1932 г., когда при испытаниях тампонажей в некоторых случаях обнаружилась течь в водозакрывающих колоннах выше их башмаков.

Заключение ГТК о работе фонтанов и газлифтов в 1931 г. касалось фонтанных пластов XIII и XVI, причем было признано, что по XIII пласту уменьшение числа фонтанов и падение их дебитов происходит вследствие естественного истощения пласта. Увеличение загрязнения в фонтанах и газлифтах является нормальным, вследствие естественного подхода к скважинам контура нефтеносности. Наблюдаемое повышение давления происходит вследствие уменьшения отбора жидкости из пласта по сравнению с 1930 г., и особых отклонений от нормального продвижения контура нефтеносности не отмечено.

Уменьшение количества фонтанов происходит не только вследствие остановки их, но иногда и вследствие преждевременного перевода фонтанов на газлифты и невыхода из бурения новых фонтанных скважин. Резких изменений в увеличении загрязнения, за исключением отдельных скважин, не замечено.

При рассмотрении программы работ по бурению, эксплоатации и ликвидации, была, между прочим, отмечена, недостаточность проходки по разведочно-эксплоатационному бурению на пласты спириалисовой свиты ниже XVI пласта. Неудовлетворительно также состояние разведочно-эксплоатационного бурения на майкопскую свиту, заключающееся в значительном запоздании выхода из бурения этих скважин. Из намеченных в бурение 19 скважин заканчиваются только 2, остальные 17 переходят на 1933 г. Эксплоатационное бурение на спириалисовые пласты свиты XIX-XX-XXI ведется фактически без разведки, вследствие отставания ее от эксплоатационного бурения.

Значительное число скважин на XXI пласт запроектировано условно, в виду неосвещения степени продуктивности отдельных пластов этой свиты, поэтому возможно изменение горизонтов, намеченных в пределах свиты.

Отмечена также незначительность ввода в эксплоатацию скважин с верхних горизонтов (с I по XII пласт включительно), несмотря на наличие достаточного фонда старых скважин для углубления на эти горизонты. Выполнение программы по добыче признано возможным при своевременном введении намеченных рационализаторских мероприятий и перевода в эксплоатацию в намеченный по пласту срок новых скважин. Указана необходимость ускорения ликвидации всех переходящих с 1932 г. скважин в соответствии с установленными ГТК сроками.

По вопросам сокращения бурения отмечено, что остановка скважин, запроектированных на XIII, XVI и XXI пласты, отразится на разведке спириалисовых пластов ниже XVI пласта. Будет иметь место запаздывание подготовки этих пластов к эксплоатации, и, кроме того, это может повлечь за собою неправильность расположения скважин по отдельным пластам (XIII, XVI, XIX, XX и XXI) и нарушить рациональную систему разработки этих пластов.

Опыты с увеличением открытия задвижек на фонтанных скважинах: № 5/18—XIII пласт, № 55/XI—XXIII пласт и в скв. № №24/8, 29/11 и 51/11 на XVI пласт показали увеличение загрязнения против установленных норм и, кроме того, в скв. №№ 24/8, 51/11 и 55/11 было вызвано появление воды, которой до проведения этого опыта не наблюдалось. Вследствие получения таких результатов Райуправление немедленно прекратило этот опыт, не достигнув подобным путем увеличения дебита в этих скважинах.

В течение следующего месяца скважины были отрегулированы до прежнего своего состояния.

Вследствие того, что увеличение открытия задвижек было проделано Райуправлением вопреки существующему постановлению Нефтяного сектора (протокол Комиссии акад. *Губкина* от 2/X 1931 г. за № 2) и без ведома ГТК, было постановлено обратить внимание на это Грознефти и довести до сведения Нефтяного сектора Главтопа.

При ведении разведочных работ в скв. № 12/5 после XVI пласта, имевшего ненормально увеличенную мощность, встречена плоскость надвига и под ней три спириалисовых песчаника неизвестной номенклатуры. Признаки нефтеносности были в первом и третьем из них, причем выяснить окончательно характер их не удалось. ГТК постановила, чтобы в скважинах, бурящихся для разведки глубоко-залегающих спириалисовых пластов, а также и майкопских отложений, производить изоляцию посредством тампонажа вышезалегающих пластов продуктивной толщи от вновь вскрываемых неизвестных песчаников. Об этом особо было доведено до сведения Нефтяного сектора Главтопа, с просьбой сделать соответствующее указание Грознефти. Нефтяным сектором назначена особая комиссия для увязки данного вопроса на месте.

По вопросу о мероприятиях Райуправления с целью увеличения добычи в пределах участков 23—28 со свиты пластов X_1X—XX—XXI—постановлено, учитывая необходимость поддержания добычи, не возражать против предложения Райуправления о продолжении бурения намеченных скважин на эту свиту в пределах небольшой площади с целью совместной эксплоатации пластов свиты, но при этом отметить, что данную пачку пластов в этой части района нельзя геологически сравнивать с XV_1 пластом, а также, что проектируемое расположение скважин и введение их в эксплоатацию может отразиться отрицательно на рациональной разработке этой свиты в данной части района, так как может увеличить количество остаточной нефти в пластах.

Старо-Грозненский район.

По программе работ на 1932 г. отмечена недостаточность проходки по разведочному бурению, в связи с действительной потребностью в разведке района для выполнения программных заданий следующих лет. Остаются совершенно неосвещенными разведкою северное крыло в центральной и восточной частях района, а также XIII пласт в Соленой балке. Отсутствует полностью колонковое бурение 10 скважин, намеченных Конференцией геологов-нефтяников, состоявшейся в октябре 1931 г. в Грозном; необходимо применение новых методов эксплоатации для обеспечения поддержания добычи в районе; опыт применения беструбных насосов требует предварительного изучения кривизны скважин и изыскания средств, предотвращающих протирание колонн в скважинах.

Программу ликвидационных работ постановлено утвердить, включив в работу 48 скважин, из которых 36 программных текущего года.

Произведен очередной пересмотр очагов обводнения. В результате пересмотра программы на пятилетие оказалось, что из оставшихся в этом году 137 скважин подлежат ликвидации 123.

Артемовский район.

По программе работ на 1932 г. отмечена недостаточность эксплоатационно-разведочного бурения, не дающего возможности оконтурить пласты и произвести увязку контуров восточной с западной частью района. Намеченная разведка на майкопскую свиту (скв. № 9 Бековичи и №№ 84 и 55) признана достаточной. Выражено пожелание оконтурить газоносность VIII группы песчаников на Молгабеке.

По ликвидационным работам назначено к ликвидации 10 скважин, из которых 3 в Алхазове.

Изменение программы работ в виде ввода в эксплоатационное бурение 6 скважин, с общею проходкою 500 *м* и консервация скв. №№ 12 Молгабек и №№ 6 и 7 Алхазово — принято ГТК к сведению.

Разведочные районы Грознефти.

Программа буровых работ принята к сведению, причем отмечена недостаточность проходки в разведочных районах и недостаточная подготовленность новых площадей к заложению новых точек глубокого бурения. Вследствие этого ГТК поддерживала внесенное представителями Грознефти замечание относительно необходимости более широкой разведки в новых разведочных районах.

Отмечено, кроме того, отсутствие запасных диаметров в скв. №№ 7 и 14 Стерч-кертычка, что не дает гарантии выполнения этими скважинами задач по разведке.

Дагестанские разведки Грознефти.

По Берекею произведен просмотр скважин, причем ГТК согласилась с заключением районного геолога *С. Э. Мусаева* считать обводнителями 10 скважин, не включая сюда № 16 Грознефти (б. Бенкендорф №№ 1 и 2, б. Нобель №№ 1, 2, 3 и 4, б. Касп.-Черном. об-ва № 2, б. Берекейского т-ва № 1, Азнефть №№ 1 и 2) и 4 скважины (б. Нобель № 9, б. Балабанова № 3, б. Мак-Гарвей № 1 и Азнефть № 3) взяты под наблюдение.

Принята схема конструкции бромо-иодовых скважин, согласно предложению ст. геолога НГРИ *И. О. Брода*, заключающаяся в цементировке двух связанных с кондуктором и между собою колонн, из которых первая останавливается в кровле белых фораминиферовых мергелей, а вторая ниже горизонтов с признаками нефти в фораминиферовых слоях.

По Кая-кенту установлен обязательный горизонт тампонажа на глубине 60—70 *м* перед входом в чокракско-спириалисовые слои, с целью изоляции от вод древнекаспийских отложений.

Дагсоюзгаз.

Принята схема крепления дагогнинских скважин, предложенная ст. геологом НГРИ *И. О. Бродом*: первая колонна или кондуктор останавливается в низах чокракско-спириалисовых слоев перед тарханским горизонтом до глубины около 80—100 *м*, с подъемом цемента за трубами до устья скважины. Следующая (тампонажная) колонна останавливается перед хадумским горизонтом в низах майкопских огложений, при том над самой кровлей хадумского горизонта. Скважины до почвы хадума не углубляются, и перед сдачею скважины в эксплоатацию забой скважины цементируется.

Произведен просмотр дагестанских скважин и выявлены 4 очага обводнения (скв. №№ 7, 1-бис, 2 и 3), которые подлежат ликвидации. Скв. №№ 9 и 41 назначены к дополнительному исследованию. Кроме того, скв. № 1 назначена к ликвидации по программе 1932 г.

Программа работ на 1932 г. была принята к сведению.

II. СОСТОЯНИЕ ОХРАНЫ НЕДР.

Состояние охраны недр в Грозненском и Дагестанском районах к концу 1932 г. представляется в нижеследующем виде.

Ново-Грозненский район.

В результате дореволюционной разработки все пласты спаниодонтелловой толщи являются здесь в значительной степени обводненными как верхними, так и пластовыми водами. Наименее обводнены XII и VIII пласты.

Несмотря на сильную обводненность этих пластов, дальнейшая добыча из них остаточной нефти вполне возможна. Поэтому пласты эти подлежат в дальнейшем охране. Вследствие этого, при проведении скважин с целью эксплоатации любого из них, тампонаж перед последними является обязательным. В скважинах, пересекающих толщу этих пластов и идущих на нижние горизонты, изоляция их друг от друга и верхних вод является также необходимой. При существующем способе бурения, для этой цели служат остающиеся в затрубном пространстве цемент и глинистый раствор.

Теперешнее состояние верхних пластов дает основание считать подобную меру для охраны их достаточною.

Более важное значение имеют пласты спириалисовой свиты. XVI пласт, дающий в настоящее время около 70% всей добычи в районе, вследствие продолжающейся (с июня 1930 г.) форсированной разработки и эксплоатации, подвергается постепенному обводнению пластовой водою.

Продвижение контура нефтеносности в настоящее время представляется в следующем виде. Контур восточного купола продвигается с севера и юга более или менее равномерно, причем впадина, наблюдавшаяся в конце 1931 года в северной его части (скв. №№ 7/19, 2/22 и 3/20), постепенно сглаживается, вследствие происходящего сужения всего контура. На ряду с этим идет обводнение восточного погружения складки в районе участков 23, 24, 25 и 26. Что же касается контура западного купола, то здесь положение обстоит значительно хуже. Образовавшийся здесь в конце 1931 г. язык или конус обводнения с южной стороны (скв. №№ 46/11, 45/11, 20/13, 10/14, 3/14, 32/14 и 3/15) теперь расширился, главным образом в западном направлении, т. е. к западному погружению оси складки.

При исполнении в дальнейшем всех правил при охране недр явления эти не будут внушать опасений за возможность успешного извлечения остаточной нефти из пласта применением насосной добычи нефти вместе с водою. Меры охраны пласта в настоящее время сводятся к обязательному тампонажу перед пластом во всех скважинах, эксплоатирующих его, и в строгой регулировке работы фонтанов и газлифтов. Последняя состоит в недопущении увеличения загрязнения против норм, в связи с наблюдением за правильным и равномерным продвижением контура. Кроме того, необходимо своевременное устранение выявляющихся обводнителей. В те-

чение первой половины года таких обводнителей было ликвидировано 5 (скв. №№ 6/17, 48/21, 4/15, 5/15 и 52/20). Свита пластов XIX—XX—XXI, вследствие бывшей до сего времени слабой разработки, подвержена в настоящее время сравнительно малому обводнению. Обводнение этой пачки происходит, главным образом, пластовыми водами и пока в части интенсивной ее разработки и эксплоатации, а именно, в восточной наиболее продуктивной части района, от участков 25—26 на восток. Здесь из указанных пластов свиты XX—XXI пластов уплотнены уже значительно скважинами.

Загрязнение фонтанов высокое и жизнь их коротка: в скв. № 16/26—месяц с небольшим, а в скв. № 22/26—недалеко от контура—всего 10 дней.

Меры охраны сводятся к таким же как и для XVI пласта и кроме того к необходимости более рационального расположения скважин как по всей площади района, в пределах контуров этих пластов, так и в отношении каждого из этих пластов в отдельности.

Пласт XXI, несмотря на свою незначительную площадь нефтеносности и малые запасы, разрабатывается интенсивно, давая фонтанную безводную добычу, главным образом на западном куполе. Скважины восточного купола, вследствие незначительной площади и узкости контура, дают большое загрязнение при малом дебите. Почти все 12 эксплоатационных скважин имеют свои забои на сводовой части куполов.

Продвижение западного контура проследить нельзя, вследствие отсутствия контрольных скважин.

Меры охраны те же, что и для вышезалегающих пластов.

Вследствие наступающего истощения верхних фонтанных пластов (XIII и XVI) и дополучения результатов глубокой разведки в районе, пласты XIX—XX—XXI становятся в ближайшее время главным объектом эксплоатации по всей площади района. Запасы нефти в этих пластах, а также в XXII пласте, являются главным фондом для запроектированной добычи.

Касаясь выше вопроса охраны недр, имелась главным образом в виду охрана нефтеносных пластов от обводнения верхними и пластовыми водами. Не было ничего сказано о возможности обводнения нижними водами, поднимающимися из пластов, вскрываемых в районе ниже известной продуктивной толщи.

Если в первом случае можно согласиться, что район относительно успешно справляется с задачею охраны недр, то во втором случае этого сказать пока никак нельзя.

Между тем, по данному вопросу имеется уже ряд постановлений ГТК. Как указывалось, в начале 1932 г. ГТК, на основании директив Нефтяного сектора Главтопа (протокол № 21 от 29 декабря 1931 г.), сделала постановление об обязательном тампонаже под XXII пластом в скважинах, запроектированных на глубокие пласты спириалисовой свиты, и об индивидуальном подходе в этом вопросе к скважинам, ведущимся на разведки майкопской свиты.

В средине 1932 г. ГТК решила применить это свое постановление в отношении двух майкопских скважин (№№ 12/26 и 5/22),

вскрывших ниже XXII пласта песчаника (названный условно XXIII (?) пласт, давший в обеих скважинах переливающую воду высокого напора, и сделала постановление об обязательном тампонаже в этих скважинах под XXII пластом. Грознефть обжаловала это постановление в Москву.

Нефтяной сектор, согласившись с мнением ГТК в отношении скв. № 12/26, одновременно отменил такое же постановление ГТК в отношении скв. № 5/22, разрешив произвести тампонаж в ней под XXIII (?) пластом. Кроме этих двух постановлений, ГТК вынесла еще два подобных. Последнее касалось ведения работ в разведочной скв. № 12/5, заложенной в западной части района, вне контуров нефтеносности всех известных пластов продуктивной толщи. Скважина эта, как упоминалось уже выше, после прохождения XVI пласта, мощность которого оказалась больше нормальной, пересекла плоскость надвига и вскрыла под последними три спириалисовых песчаника неизвестной номенклатуры. В двух из них (1-м и 3-м) были обнаружены местами признаки нефтеносности. Вследствие отсутствия изоляции вышезалегающих вод от вновь вскрытых песчаников, выяснить окончательно характер последних, за исключением второго песчаника, который был испытан и оказался водоносным, не представилось возможным. Геологическое бюро района отнесло также и остальные два песчаника к водоносным. Таким образом, скважина, не выполнив в полной мере своего разведочного назначения, была ликвидирована. В связи с случаем в скв. № 12/5, ГТК вновь подтвердила свое постановление о необходимости тампонажа под известными пластами в скважинах, бурящихся для разведки глубоких спириалисовых пластов, а также майкопских отложений. Об этом постановлении было особо доведено до сведения Нефтяного сектора, назначившего особую комиссию, которая должна увязать этот вопрос на месте.

В данном вопросе ГТК руководствовалась следующими соображениями: окончательное уточнение вопроса о тампонаже под XXII пластом (или, вообще, ниже известных пластов ныне продуктивной толщи) находится в зависимости от дальнейших результатов глубокой разведки. Разведкой обнаружено на восточном куполе под XXII пластом двумя майкопскими скважинами (№№ 12/26 и 5/22) песчаник неизвестной номенклатуры, обозначенный условно XXIII (?) пластом, давший в обеих скважинах переливающую воду высокого напора. На западном куполе рядом скважин (№№ 55/11, 32/13 и 33/13) под XXII пластом песчаника обнаружена плоскость надвига, ниже которой вскрыты крутопоставленные песчаники спириалисового возраста, давшие притоки воды, характер которой остается до сих пор не выясненным. Наконец, на западном погружении оси складки разведочной скв. № 12/5 под XVI пластом, ниже плоскости надвига обнаружены три спириалисовых песчаника неизвестной номенклатуры, при сравнительно пологом залегании, отнесенные к водоносным.

Исходя из этих данных и до получения новых результатов разведки, является целесообразным, во избежание обводнения нижними

водами всей вышезалегающей продуктивной толщи известных пластов, с одной стороны, и для возможности выявления характера вновь вскрываемых нефтяных горизонтов—с другой стороны, установить обязательный тампонаж с целью разделения известных от неизвестных пластов в контурах нефтеносности продуктивной толщи, хотя бы для первых глубоких разведочных скважин.

Ни в одной из майкопских или других разведочных скважин таких тампонажей не делается, в расчете исключительно на действительность в данном случае лишь затрубной изоляции посредством глинистого раствора. Между тем, кроме ряда майкопских скважен, бурящихся в районе, запроектирован также ряд разведочных, кроме № 12/5 (скв. №№ 2/6, 11/5, 10/5 и 14/5). Этим самым ставится под угрозу обводнения нижними водами вся вышезалегающая нефтеносная толща и в первую очередь XXII и пачка XIX—XX—XXI пластов, к интенсивному разбуриванию которых приступлено в 1932 г.

Иллюстрацией к сказанному могут служит скв. №№ 5/22 и 12/5. Первая не так давно переливала в течение нескольких месяцев под ряд водою из так называемого XX.II (?) пласта, размывая стенки скважины. Никакими мерами не удалось остановить переливание, пока обвалы, вызываемые переливанием, не заглушили эту воду. Скважина эта пересекает площадь нефтеносности XIX—XX—XXI пластов и естественно составляет реальную угрозу для этой свиты пластов.

О скв. № 12/5, в которой отсутствие тампонажа помешало выяснению характера вскрытых разведочно неизвестных спириалисовых песчаников, сказано выше.

Оздоровительные работы в районе проходят удовлетворительно. Застарелых очагов обводнения не имеется, и все вновь возникающие ликвидируются в процессе работ.

Бездействующие скважины (не угрожающие обводнением) ликвидируются успешно, согласно проектам, утвержденным ГТК. С введением закрытия воды одною колонною, процент неудачных тампонажей повысился и за первое полугодие 1932 г. составляет 11,5%, против 4,5% за два предшествующие года.

Испытание тампонажей при вскрытых пластах составляет 71,5%, условных тампонажей было 65,7%.

Старо-Грозненский район.

Этот район является в настоящее время настолько обводненным и относительно истощенным (в смысле возможности получения здесь больших количеств нефти из старых пластов обыкновенными средствами), что говорить об охране недр много не приходится. Тем не менее, чтобы иметь возможность извлекать в будущем остаточную нефть из имеющихся пластов вторичными методами, охрана их и наблюдение за ними являются необходимыми.

Наблюдение, в смысле охраны пластов от обводнения, касается, главным образом, спириалисовой толщи, пластов XII, XIII, XIV и XVI, в частях района, где эти пласты разрабатываются. Охрана их за-

ключается в обязательном тампонаже перед этими пластами (с затрубной изоляцией), в случае их эксплоатации или испытания.

Что же касается пластов спаниодонтелловой толщи, то и здесь производится тампонаж в эксплоатационных скважинах, но испытание его происходит при значительно более льготных условиях.

Оздоровительные работы, приобретающие теперь в этом районе особое значение, в виду проектируемой шахтной разработки и применения способа Мариетта, ведутся пока вяло.

Артемовский район.

На Вознесенском промысле охране подлежат все проходимые пласты поднадвиговой толщи в пределах контуров их нефтеносности. Обводнение пластов происходит главным образом пластовыми водами, при том, сравнительно, медленно. На Молгабекском промысле, в западной его части (на запад от профиля скв. №№ 9, 10 и 11) намечается охрана лишь спириалисовой поднадвиговой толщи, при условии изоляции вышезалегающих пластов.

Оздоровительные работы почти не ведутся. Обводнители, обнаруживаемые в процессе работ, ликвидируются сравнительно удовлетворительно. Неудачных тампонажей 18,7%.

Разведочные районы Грознефти.

Данных по охране недр имеется пока недостаточно:

В Стерч-кертычке Горно-Чеченского района на основании полученных результатов разведки охране подлежит пока горизонт, вскрытый скв. № 1 в нижнем майкопе на глубине 1106 *м.* Та же скважина является и предполагаемым очагом обводнения в отношении майкопской свиты. Исправительные работы, после прорыва в ней тампонажа в октябре 1930 г., продолжаются и по настоящее время. До окончания этих работ скважину ликвидировать не представляется возможным без ущерба для недр. В настоящее время главною целью работ является изоляция майкопской свиты от притоков мощных спириалисовых вод.

По Дагестанскому разведочному району в Берекее и Кая-кенте подлежат выявлению старые очаги обводнения. Об остальных принимаемых мерах охраны указывалось выше.

Дагсоюзгаз.

Кроме указанных ранее мер охраны недр по Дагестанскому району, как в отношении разведок Грознефти, так и разработки газовых месторождений Дагсоюзгаза, является необходимость в обеспечении охраны месторождений от обводнения глубинными (фораминиферовыми и меловыми) водами.

Со стороны Дагсоюзгаза такие же меры намечаются для дагогнинских скважин, о чем уже указывалось. От Грознефти же пока об этом, как и вообще относительно крепления и конструкции скважин, никаких данных не поступало, за исключением принятого ГТК проекта геолога *И. О. Брода,* касающегося крепления бромо-иодовых скважин в Берекее.

Вопрос о допустимости вообще проходки скважин ниже почвы майкопских отложений ГТК предложило Дагсоюзгазу и Конторе разведочных промыслов Грознефти увязать непосредственно с Нефтяным сектором Главтопа.

С своей стороны ГТК обратилась за соответствующими указаниями в Геологическую группу Нефтяного сектора.

M. Maximov

9. ACTIVITY IN 1932 OF THE GROZNY GEOLOGIC-TECHNICAL COMMISSION ON THE CONSERVATION OF OIL AND GAS DEPOSITS AND THE STATE OF RESERVES IN THE GROZNY AND DAGHESTAN FIELDS.

(Report at the Plenary Meeting of the Second Conference).

Summary

In his report on the activity of the Grozny Geologic-Technical Commission on the Conservation of Oil and Gas Deposits in the producing and prospected fields of Groznefi and Daghsoyuzgas Trusts *M. Maximov* briefly enumerated the decisions of the Geologic-Technical Commision on the general questions connected with the conservation and rational development of oil and gas deposits, most important for all the above mentioned areas.

Б. М. Шайдеров.

10. ОБЗОР РАБОТ ГРОЗНЕНСКОГО КОМИТЕТА ПО ВТОРИЧНЫМ МЕТОДАМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

(Доклад на пленуме второй конференции).

Первая конференция геологов-нефтяников Сев. Кавказа в своих решениях обратила внимание на постановку этой работы в Грознефти. В феврале 1932 г. был организован Комитет по вторичным методам эксплоатации. Стали продолжаться более систематически те работы, которые велись Промысловым управлением Грознефти от случая к случаю. Комитет занялся вплотную вопросами вторичных методов разработки. Значение методов вторичной разработки общеизвестно, каждому из присутствующих ясно, и пропагандировать их нет никакого смысла.

Напомним некоторые факты, с которыми мы сталкивались в истекшем году.

В Старо-Грозненском районе был применен способ Мариетта, результаты его поразительны. Было получено увеличение добычи по скважинам, примерно, на 85%. За все время нагнетания газа в пласты мы имели фактически добычу 64 тыс. *т*, при подсчитанной теоретически в 35 тыс. *т*. Дополнительно от способа Мариетта

мы имели 29 тыс *т*. Если обратиться к цифрам запасов, то получим также разительную картину. За все время существования Старо-Грозненского района там было взято около 27—28 млн. *т*, а осталось по одним подсчетам около 100 млн. *т*, а по другим 80 млн. *т*. На эти запасы безусловно надо было обратить внимание. Здесь встала перед ИТР задача взять ту нефть, которую не надо искать. Нужно суметь взять ее вторичными методами эксплоатации.

Для достижения этого по Старо-Грозненскому району предполагается, что верхние пласты I, II, III, IV и V будут эксплоатироваться рудничным способом; нижележащие пласты IX, X и XI—нагнетанием газа или воздуха. Данные по Старо-Грозненскому району указывают, что при нагнетании воздуха никакого вредного влияния на пласт не наблюдается.

Пласты XI, XII, XIII, XIV и XVI в восточной части возможно эксплоатировать нагнетанием воды высокого напора (флюдинг).

Это—предположение нашего Комитета, которое требует еще углубленного изучения всех факторов и продуманного решения.

По Ново-Грозненскому району имеются широкие возможности для применения флюдинга. Так, например, XXII пласт имеет воду очень высокого напора. Напрашивается мысль использовать ее для перепуска в вышележащие пласты, с тем, чтобы заставить их отдать нефть, которая там имеется. Если получена большая отдача нефти там, где имеется гидравлический режим и где водяной напор естественный, то можно создать этот напор, пустив воду туда, куда это требуется, с тем, чтобы повысить отдачу.

XII пласт Ново-Грозненского района возможно разработать способом Мариетта. Вот в общих чертах перспективы работы Комитета по вторичным методам.

Работа Комитета за истекший период складывалась из следующих пяти направлений: это—работы промысловые, лабораторные, геологические, проектировочные и опытные.

В области лабораторных работ у нас организован филиал ГрозНИИ в Старо-Грозненском районе, где проводятся по заданиям Комитета работы по исследованию пород из скважин и пород из проходимой нами штольни. Там исследуются пористость, насыщенность водой и нефтью, анализируется гранулометрический состав песков.

В 1932 г. бурилась одна скважина сплошной колонкой, и все нужные образцы доставляются в этот филиал, где и производятся анализы этих пород.

С анализом газа дело налажено еще недостаточно, хотя отборы и производились, но достаточно четкой организации еще нет и в ближайшем будущем предстоит наладить это дело.

Это только начало лабораторной работы, но первый камень уже положен.

Промысловая работа нашего Комитета складывается из бурения рудничных скважин. Сейчас бурятся две скважины в поле будущего рудника и берется сплошная колонка для того, чтобы получить всестороннее представление о породах, в которых будет проходиться шахта. Надо сказать, что эти работы на сегодняшний день

поставлены еще недостаточно четко. Наши контрагенты не всегда выполняют взятые на себя обязательства. Нет достаточного надзора за этими скважинами. Например, скв. № 1/22 была пробурена до глубины 271 *м* и сейчас в течение полутора месяцев перебуривается, потому что была сильно искривлена. Не всегда образцы доставляются в том виде, как это полагается.

При бурении скв. № 3/23, которую Комитет принял от Старо-Грозненского района, кароттаж не был произведен по всей скважине, так как она дала добычу около 30 *т*. Район сразу ухватился за эту добычу, не произведя кароттажа.

Все это уменьшает количество нужных данных, благодаря тому, что нет достаточной заинтересованности в этой работе, между тем как вторичные методы эксплоатации для Грозного играют колоссальную роль. Это следует подчеркнуть конференции.

Геологические работы, которые проводятся нами, складываются из следующих работ: отбор образцов из скважин, штольни, этикетирование и хранение этих образцов, анализ и надзор за всем комплексом работ.

Замеры температуры и давлений в пластах у нас еще до сих пор не организованы. Здесь мы думаем привлечь широкую общественность. Дело в том, что сейчас мы не можем располагать достаточным количеством коллекторов. Чтобы иметь сведения по всем районам, мы сейчас организуем особые бригады из буровых партий и насосных. Это—рабочие корреспонденты ГрозНИИ, которые будут давать сведения о состоянии уровня давления и температуры тех или иных скважин. Проводится работа, чтобы охватить сетью таких корреспондентов все наши промысла.

Следующая работа — уточнение разреза Старо-Грозненского района. Мы создали ряд бригад, которые просматривают старые материалы и в ближайшее время должны дать четыре продольных разреза месторождения и около 40 поперечных. Примерно процентов на 30 эта работа уже закончена. Остальные материалы подобраны и нужно лишь графическое оформление.

По мысли Комитета должно было быть создано инженерное бюро по вопросам проектирования. Бюро не организовано, и работы по проектированию перешли частично в ГрозНИИ, а частично ведутся самим Комитетом. К этим работам относится уточнение проекта рудника т. *Клушина*. Проект составлен два года тому назад и был частично утвержден в Москве вышестоящей инстанцией, но нуждается в некоторых поправках и уточнении. Затем, ведутся работы по проектированию опытной штольни на выходах Мамакаевской балки.

По нагнетанию газа по способу Мариетта проектирование передано в ГрозНИИ. Ведется проектирование способа Мариетта на XII пласт в Ново-Грозненском районе.

К проектированию флюдинга еще не приступили, потому что не имеется достаточных данных. Материалы подбираются. Просмотрены пласты Ново-Грозненского района, сейчас изучаются скважины под тем углом зрения, чтобы выбрать пласт и воду, которую можно

было бы использовать для флюдинга. При первом приближении напрашивается мысль выбрать для заводнения IV и VII пласты, но это только первое предположение, которое надо хорошо продумать, чтобы провести в жизнь.

Наконец, опытные работы Комитета—пятое направление нашей работы. Экспериментальные работы складываются из следующего: это опытный пласт, который монтируется ГрозНИИ, проходка штольни и опытные работы в самой штольне.

Опытный пласт ГрозНИИ представляет собою стальную трубу, которая будет набиваться песком. Установка будет насыщаться нефтью, в этой трубе сделаны скважины, которые будут эксплоатировать этот опытный пласт. Этот пласт мы заставим фонтанировать и посмотрим, как будет истощаться песок после того, как кончится фонтанирование. Затем перейдем ко вторичному методу эксплоатации, по способу Мариетта. Проделав целую серию опытов по этому способу, мы перейдем к опыту по заводнению. В № 7 журнала „Грозненский нефтяник" за 1932 г. помещена статья, где указаны конструкция этого пласта и задачи, которые мы сейчас ставим. Работу эту ведет т. *Михайлов.*

Эти опытные работы предусмотрены в лабораторных условиях, но это нас удовлетворить полностью не может. Для того, чтобы мы в промысловом масштабе начали проектирование, этих данных ясно не хватит. Мы изучим проницаемость песков, увидим, как ведет себя нефть, как ведут себя пески. Все-таки этого мало, и мы сейчас ведем работы в опытной штольне в Мамакаевской балке. Эта опытная штольня имеет в длину на сегодняшний день почти 45 *м*. С точки зрения геологической, эта штольня может дать много материала. По образцам, которые мы берем коронкой, не всегда, можно представить истинную картину в пласте. В штольне можно посмотреть своими глазами, что представляет собою пласт. На штольне будут производиться исследовательские работы. Например, в литературе имеется богатый материал по проходке шахт в угольных районах, но как вести рудничную разработку на нефть—мы не знаем. Имеются работы о Пешельброне, но у нас в СССР ничего в этой области не имеется. Нам нужно исследовать динамические свойства наших пород, чтобы решить—какое крепление принять. В угольных районах изучено достаточно боковое давление пород. У нас к этому даже не приступлено. Во избежание обвалов, эту сторону дела нам придется изучить основательно.

В настоящее время у нас штольня идет на северо-запад по слабонасыщенным пескам. Потом мы повернем на запад по простиранию пласта с тем, чтобы сознательно пройти хорошо насыщенную часть пласта и посмотреть в какой обстановке нам придется работать в руднике. Здесь можно изучить отдачу нефти, высачивание нефти из пласта и изыскать лучшие способы дренажа и отлива. Когда мы подойдем к нефтяной прослойке, мы должны будем сделать анализы насыщения атмосферы выработки бензиновыми парами и газом. Мы должны быть готовы к тому, чтобы удалить газ из нефтяного рудника и изучить, сколько этого газа будет. Опре-

деление, хотя бы приближенное, коэфициента газо- и водообильности нашего рудника нам совершенно необходимо. Сейчас мы не можем проектировать вентиляцию нашего рудника, потому что не можем подойти к определению газового фактора.

Будут поставлены работы и смежного характера. Мы должны посмотреть как идет в пласт глинистый раствор. Мы говорим, что глинистый раствор может изолировать определенные участки, но говорим неуверенно. Это берется из промысловой практики. Здесь мы займемся глинизацией. Изучим, насколько глинистый раствор крепко закупоривает породу и может защищать от воды, насколько мешает проникновению нефти в скважину. По оси штольни будут пробурены мелкие скважины. Зацементировав их под известным давлением, когда штольня подойдет к скважинам, мы сможем посмотреть, что получится из этого.

Мы задаемся также целью изучить вопросы торпедирования, поставить опыты по получению остаточной нефти с помощью промывочных работ и центрифугирования. Выдаваемая на поверхность порода насыщена каким-то количеством нефти. Нам нужно эту нефть использовать.

Сейчас штольня проводится по пласту; но вопрос проходки выработки по пласту или под пластом является спорным. Есть авторы, которые поддерживают проходку под пластом.

Мы используем нашу штольню для того, чтобы пойти полевым штреком и проделать те же опыты, при наличии выработки под пластом; сравнивая результаты, можно решить как вести эксплоатационные выработки.

Есть еще одна работа, которую мы думаем проводить. Сейчас мы крепим наши скважины железными трубами, а между тем одним изобретателем, инж. *Ржаницыным,* предлагается химический способ крепления. Химический способ для песков уже найден. Пески крепятся великолепно. Они делаются совершенно водонепроницаемыми. Т. *Ржаницын* применил этот способ в Подмосковном бассейне и при постройке Московского метрополитена, где по его рецептам были закреплены плывуны. Мы выдвигаем проблемы внедрения этого способа и в нашу нефтяную промышленность. В ближайшее время будет проводиться опыт по креплению пород.

Изобретатель т. *Ржаницын* должен приехать в Грозный, и мы воспользуемся наличием штольни, чтобы проделать необходимые эксперименты, а после этого перенести их в промысловые условия. Излишне говорить, что значит добиться крепить химическим раствором, а не трубами.

Стоит вопрос и о креплении обвалов. Для песков уже вопрос разрешен, для глин—решается. В частности ГрозНИИ получены кой-какие результаты по креплению глин, и, пользуясь этой штольней, мы проделаем все эти опыты в полупромысловом масштабе.

Вторичные методы эксплоатации не представляются до сих пор завершающим видом генеральной разработки месторождений. Надо констатировать, что наша конференция не поставила ни одного доклада по вопросу о генеральной разработке месторождений.

Вопрос этот назрел давно, конференция по эксплоатации затрагивала этот вопрос и надо было бы обсудить его. В резолюции надо это отметить и пожелать, чтобы на ближайшей конференции или совещании геологов был выдвинут вопрос метода генеральной разработки месторождений. Надо использовать преимущества советской системы, при которой нет границ между участками.

Вторичными методами мы вынуждены заниматься потому, что старые способы приноравливались к определенным заказам предпринимателей. Наша буровая и эксплоатационная техника отражала интересы этих предпринимателей. Мы же вынуждены расхлебывать последствия хищнической эксплоатации месторождений. Сейчас уже совершенно другие заказы даются технике, и вторичные методы должны получить большое развитие. Вторичными методами мы впервые подходим к генеральной разработке месторождений.

Первый шаг в этой области сделан, и в ближайшее время будет выдвинут вопрос о плане генеральной разработки тех месторождений, которые мы ищем. Есть надежда получить эти месторождения. Мы полагаем, что наша конференция по-должному оценит это и запишет в своих решениях.

B. Shaiderov.

10. REVIEW OF THE WORKS OF THE GROZNY COMMITTEE OF SECONDARY METHODS OF DEVELOPING OIL DEPOSITS.

(*Report at the Plenary Meeting of the Second Conference*).

Summary.

In his report *B. Shaiderov* pointed out that the Committee of Secondary Methods of Developing Oil Deposits was organized in February, 1932, according to the resolution of the First Conference of Petroleum Goelogists of the North Caucasus.

The significance of the secondary exploitation methods is made especially prominent by the observation that for the whole of its existence the Old Grozny field has yielded but about 27—28 million tons of oil, while its residual reserves, several times exceeding the oil produced by the field, may be extracted exclusively by the secondary methods of development. In order to obtain this, it is proposed to develop in the Old Grozny field: the upper, I, II, III, IV and V seams by the mining method. the underlying IX, X and XI seams, by forcing gas and air; lastly, the XII and XVI seams in the eastern part of the field—by flooding (forcing water under high pressure).

In the New Grozny field where the XXIII seam has a strong rock pressure the possibility of applying the flooding method is also very great.

The works of the Committee during the period expired belong to the categories of industrial, laboratory, geological, projecting and experimental works.

The laboratory works consist in a general investigation of the rocks extracted from bore-holes and drifts, performed at the section of the Research Institute in the New Grozny district. Explored are the porosity of the rocks, their saturation with water and oil; the mechanical composition of the sands is analyzed, etc.

The industrial works consist in the of drilling trial wells for mines.

The geological works consist in the sampling of rock specimens from bore wells and drifts, the labelling and preservation of rock samples, the analysis and supervision of the entire complex of works. Here belongs also the correction and detalization of the geological section of the Old Grozny field, for which purpose a number of brigades was organized, revising the old materials. In result of these works four corrected and detalized longitudinal sections and 40 transverse sections of the field are to be prepared in most proximate time.

The projecting must be realized by special engineering bureaus. For the present it is conducted by the Research Institute and, in part, by the Committee itself.

The experimental works of the Committee consist in the construction and mounting of a model of a seam, bore hole and drift in the Old Grozny field, also in experiments in the drift itself.

It is to be noted that we have almost no experience as regards oil development by the mining method. Works of this type are carried exclusively in the Peshelbronn field.

A highly important question is that of the exploration of the dynamic properties of rocks. In order to solve the question of the type of timbering, it is indispensable to determine, be it only approximately, the coefficient of the abundance of gas and water in the mine and to solve a series of problems connected both with the exploitation of the mine and the technical practice of the mining operations.

Together with this, a number of cognate questions are to be solved. Here belongs the question of the action of the mud fluid upon the seam, problems of torpedoing, of well casing by the chemical method (instead of the pipes), and many others.

In concluding his report, *B. Shaiderov* observed that the secondary exploitation methods do not appear thus far as presenting the concluding part of the great plan of general development of the oil fields of the U.S.S.R. The speaker pointed out that on the Conference there has not been a single report concerning the plan of general development of the oil fields.

With the secondary methods we are for the first time approaching the realization of the idea of a general development of oil fields. The question of a general exploitation both of the presently developed fields and of those in which development will soon be started must be roused as one of prime importance.

VI. ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКА НА ПРОМЫСЛАХ ГРОЗНЕФТИ.

VI. ELECTRICAL SURVEING CARRIED ON THE PRODUCING FIELDS OF GROSNEFT TRUST.

А. М. Шайдеров.

11. О РЕЗУЛЬТАТАХ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ НА ПРОМЫСЛОВЫХ ПЛОЩАДЯХ ГРОЗНЕФТИ В 1931 г.

(Из доклада на пленуме первой конференции).

На промысловых площадях Грознефти в 1931 г. было задолжено две промысловые партии и одна полевая. Последняя работала в течение краткого периода в Старо-Грозненском районе.

Промысловыми партиями применялся метод кароттажа и спонтанной поляризации.

Кароттаж, давая диаграмму сопротивлений пород по всей глубине скважины, благодаря значительной разнице в сопротивлении глин, песков и особенно песков, насыщенных нефтью, не являющихся проводником электричества, позволяет очень точно отбить даже незначительные нефтеносные горизонты. Если в пласте содержится только нефть—показания кароттажа бывают безукоризненными. При наличии же в том же горизонте и воды — результаты получаются затемненными.

Таким образом, нефтеносные пласты могут быть хорошими маркировочными горизонтами. Точно также маркировочные горизонты могут быть и не связаны с нефтеносностью, завися лишь от литологического состава и, следовательно, от сопротивления самой породы.

Такие электрические опорные горизонты могут не соответствовать геологическому подразделению, но, благодаря постоянству, всегда можно путем сопоставлений вывести их отношение к известной геологической формации. Например, в диаграммах кароттажа в Сураханах имеется постоянная электрическая опорная точка, на 3 *м* выше подошвы первого горизонта, что является совершенно достаточным для его отбивки.

В диаграммах Пешельброна также имеется характерная пика сопротивлений в породах, которые при бурении не отбиваются, но ее постоянство позволяет сделать вывод о расстоянии от маркирующего геологического горизонта.

В некоторых случаях постоянная электрическая характеристика соответствует определенной стратиграфической единице, как, например, мергеля синдесмиевых пластов Грозненского района, и тогда задача упрощается.

Таким образом видно, что диаграмма сопротивлений дает возможность отмечать различные маркирующие горизонты, характер-

ные для данного месторождения, и позволяет проводить сопоставления между скважинами.

На основе практики как работники Грозного, так и Баку пришли к убеждению, что для каждого данного горизонта в пределах одного месторождения в большинстве случаев существует общая конфигурация диаграммы, что позволяет, на основании выпадения или сближения некоторых характерных пик, поднимать вопрос о наличии сбросов.

Можно указать, что в Грозном кароттажные диаграммы принесли значительную пользу при составлении структурной карты Ново Грозненского месторождения.

Помимо этих вопросов, по величине сопротивления нефтеносных горизонтов можно судить о степени насыщения пласта и даже делать предположительные выводы о дебите скважин.

Табл. 36 показывает, как варьирует сопротивление различных пластов в сопоставлении с полученной добычей.

Из цифр, приведенных в таблице, видно, что пределы сопротивления одного и того же пласта могут быть широкими. Это явление зависит, с одной стороны, от разной степени насыщения нефтью и можно установить закономерность уменьшения величины сопротивлений по мере продвижения от контура к куполу, а с другой стороны—колебания сопротивлений в скважинах, расположенных примерно в одной и той же зоне, могут быть объяснены и объективными для пласта причинами.

Например, подготовка скважины к кароттажу играет в этом отношении далеко не последнюю роль. Очевидно, что степень вязкости раствора обусловливает разное проникание раствора в пласт, следовательно, при различной глубине проникания раствора в одном и том же пласте можно получить совершенно различные диаграммы сопротивлений. Известен, например, случай, когда одна из скважин Ново-Грозненских промыслов, начавшая при бурении проявлять себя фонтанными явлениями и будучи заглушена водой и жидким раствором, показала низкое сопротивление, давая затем хорошую добычу. В данном примере несомненно проявляется искажающее влияние закаченной жидкости.

Очевидно, чтобы иметь большую возможность делать правильные выводы, необходимо тщательно следить за консистенцией раствора перед кароттированием, производя определения плотности и вязкости. Наилучшим случаем, конечно, явится введение стандартного раствора при кароттировании. Но все же, как правило, богатые нефтяные горизонты проявляют себя в виде больших пик, величина которых уменьшается с присутствием воды.

Вопросы отбивки водяных песчаных горизонтов по данным кароттажа могут быть затруднены, так как сопротивление такого пласта может находиться в пределах параметров, свойственных глинам.

В данном случае измерение только сопротивлений в скважине может не дать достаточно четкой картины.

Таблица 36. [1]

№№ скв.	Пласты. Seams										
	XI	XII	XIII	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII	XIX	XX	XXI
	Сопротивление в омах. Resistance in ohms										
3/9	10	18	42	8	9	632 *500*[1]	—	—	16	—	20
2/4	15	20	19	—	—	—	—	—	—	—	—
8/5	13	18	20	7	—	120 *70*	—	17	—	—	—
21/8	18	10	60	18	7	1500	—	17	16	—	43 *2000*[1]
6/5	10	16	30	—	—	200	—	—	—	—	—
24/8	23	35	620	—	—	285 *4000*	—	—	—	—	—
17/8	22	42	100	—	—	—	—	—	—	—	—
10/10	10	29	83	8	5	59 *840*[2]					
26/8	20	24	59	8	5	*1300*	—	—	—	—	—
4/5	—	—	—	—	—	20	—	12	14	—	200
37/11	61	24	900	—	—	—	—	—	—	—	—
38/11	12	39	—	—	—	—	—	—	—	—	—
39/11	91	34	—	—	—	—	—	—	—	—	—
40/11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
46/11	15	30	115	5	6	37 *13000*[2]					
42/11	26	35	280	—	—	—	—	—	—	—	—
44/11	45	28	165	6	—	590 *14000*	—	—	—	—	—
47/11	21	—	65	—	—	1500	—	—	17	—	15
48/11	63	32	670	—	5	— *3300*	—	—	—	—	—
49/11	12	26	500	—	—	— *24000*	—	—	—	—	—
50/11	18	37	500	—	78	120 *13000*	—	—	—	—	—
51/11	20	28	230	7	12	— *13500*	—	—	—	—	—
52/11	19	37	380	—	—	140 *17000*	—	—	—	—	—
56/11	15	30	88	1	1	— *15000*	—	—	—	—	—
57/11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
55/11	20	33	64	—	—	700	—	12	6	400	17
39/14	12	55	320	6	—	—	—	—	—	—	—
32/13	26	17	970	—	—	—	—	—	—	9	17
37/14	15	67	—	—	—	— *6000*	—	—	—	—	—
48/14	—	38	415	1	27	—	—	—	—	—	—
15/12	10	26	38	7	49	300	—	—	165	20	—
19/13	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
22/13	88	—	—	—	—	215	—	—	—	—	—
24/13	—	—	160	9	9	—	—	—	—	—	—

[1] Курсивные цифры показывают добычу в тоннах.
[2] Только вскрыт.

Продолжение.

№№ скв.	Пласты. Seams										
	XI	XII	XIII	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII	XIX	XX	XXI
	Сопротивление в омах. Resistance in ohms										
27/13	—	—	700	—	8	700	—	—	—	—	—
28/13	38	46	77	8	8	*1300* —	—	—	—	—	—
29/13	11	28	400	—	—	*1700* —	—	—	—	—	—
30/13	18	22	630	—	45	—	—	—	—	—	—
32/13	—	—	155	—	38	*15000* 700	—	7	34	8	18[1]
25/14	11	28	—	—	—	—	—	—	—	—	—
28/14	17	46	50	7	57	860	—	—	—	—	—
30/14	31	53	—	—	—	—	—	—	*900* —	—	—
32/14	—	48	*25000* 560	9	66	313	—	—	—	—	—
33/14	—	27	325	12	—	*10000* 1330	—	12	12	10	24
36/14	—	—	345	9	—	—	—	—	—	—	*700* —
38/14	20	30	450	12	—	55	—	—	—	—	—
40/14	8	40	640	55	—	*4000* 380	—	—	—	—	—
41/14	—	—	80	10	—	*5900* 470	—	—	—	—	—
42/14	15	43	88	16	59	—	—	—	—	—	—
25/13	23	38	350	—	—	—	—	—	—	—	—
3/15	22	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4/15	—	—	38	—	—	120	—	—	—	—	—
5/15	20	14	210	10	55	*9* 110	—	—	—	—	—
13/16	10	42	74	14	—	*18000* *10170* 1000	7	8	12	—	25
14/16	12	27	59	11	—	—	—	—	—	—	*1000* -
30/17	24	25	—	—	—	*19000* —	—	—	—	—	—
32/17	30	27	84	—	—	—	—	—	—	—	—
37/17	66	35	90	22	25	1170	5	5	5	—	—
16/17	—	—	105	25	18	-	—	—	—	—	—
36/17	57	40	—	—	—	*4000* —	—	—	—	—	—
29/17	—	34	130	1	—	—	—	—	—	—	—
43/17	24	39	870	10	8	184	—	—	—	—	—
14/18	110	34	450	12	—	*10000* —	—	—	—	—	—
15/18	58	42	250	13	8	—	—	—	—	—	—
16/18	47	250	—	—	—	—	—	—	—	—	—

[1] В скв. № 32/13 XXII пласт дает 680 ом.

№№ скв.	Пласты. Seams										
	XI	XII	XIII	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII	XIX	XX	XXI
	Сопротивление в омах. Resistance in ohms										
18/18	88	—	—	—	—	— *1500*	—	—	—	—	—
21/18	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
22/18	54	—	385	37	9	— *6000*	—	—	—	—	—
26/18	58	38	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1/22	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5/22	28	29	72	—	—	295	—	—	—	—	—
7/22	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
47/20	43	42	290	6	—	*6000*	—	—	—	—	—
8/21	24	19	97	—	—	34[1]	—	—	—	—	—
58/20	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
55/20	55	34	125	22	22	46[1] *3600*	—	—	—	—	—
53/20	34	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
52/20	85	36	280	5	3	132[1] *1800*	—	—	—	—	—
51/20	46	38	485	28	—	1340 *6500*	—	—	—	—	—
46/20	59	34	—	—	—	*10000*	—	—	—	—	—
45/20	33	48	96	—	—	—	—	—	—	—	—
44/20	37	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
41/20	28	31	—	—	—	—	—	—	—	—	—
43/20	35	35	84	*11000*	—	—	—	—	—	—	—
42/20	37	—	350	23	7	20 *1100*[1]	—	—	—	—	—
38/20	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
17/19	24	40	83	6	7	*9000*	—	—	—	—	—
16/23	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
41/23	47	31	240	—	—	410 *1500*	—	—	—	—	—
44/23	46	21	63	46	—	1129 *11000*	—	—	—	—	—
64/20	37	30	—	—	—	—	—	—	—	—	—
48/20	29	41	—	—	—	—	—	—	—	—	—
46/23	60	30	233	—	—	280 *11000*	—	—	—	—	—
48/23	32	44	150	9	—	*500*	—	—	—	—	—
8/24	14	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
9/24	23	22	73	—	—	—	—	—	—	—	—
10/24	23	38	160	47	—	*1000*	—	—	—	—	—
4/26	30	29	78	7	—	429 *14000*	249	10	40	179	109
10/26	30	29	49	—	—	—	—	—	—	—	—
9/26	18	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10/26	14	27	37	—	—	—	—	—	—	—	—
7/26	16	29	—	—	—	—	—	—	—	—	—

[1] Кровля.

Продолжение.

№№ скв.	Пласты. Seams.										
	XI	XII	XIII	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII	XIX	XX	XXI
	Сопротивление в омах. Resistance in ohms.										
3/28	—	—	—	—	—	47	—	—	49	170	—
1/39	8	19	49	11	—	89	—	—	—	—	—
4/32	7	12	20	—	—	20	—	—	24	122	—
3/32	7	7	11	7	6	27	—	—	—	*20000* 210	—
3/29	7	24	33	6	—	129	—	—	20	*33000* 383	—
6 28	12	—	48	6	5	57	—	7	—	*30000*	—
5/28	—	—	—	—	—	409	40	20	500	—	27
7/28	9	10	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12/26	31	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Применяя метод спонтанной поляризации (*PS*), можно получить дополнительные показания, весьма полезные для сопоставления с диаграммами кароттажа. Принцип *PS* основан на измерении токов, возникающих в скважине, благодаря движению жидкости, на основе разницы давлений между столбом жидкости в самой скважине и пласте.

В большинстве случаев отмечено, что диаграмма *PS* имеет отрицательный центр против нефтяного пласта и положительный против водяного.

Работы эти ведутся только первый год и еще находятся в стадии опытов, правда, уже проверочного порядка.

Есть основания думать, что применением этой методики смогут быть разрешены многие задачи промысловой геологии, в частности вопросы насыщения пластов, положения водяных притоков, а по мнению фирмы Шлюмберже, еще пористости и давления исследуемого пласта, так как степень фильтрации (кривая *PS* зависит от фильтрации) является подчиненной как пористости, так и давлению в скважине. А раз это так, то при замерах *PS* при разных давлениях можно получить достаточно известных величин, чтобы по формуле вычислить остающиеся неизвестные.

В данное время этой работой заняты две кароттажные партии, каковое число Грознефть сохраняет за собой и на будущий год.

Задачи полевой электроразведки в Старо-Грозненском районе сводились к определению надвига, каковой предполагалось проследить по всей территории промыслов. Сопоставление результатов электроразведки с геологическими данными было произведено геологом *С. М. Ильинским*, которым и представлено заключение по этим работам.

Электроразведка имела целью определить выход на поверхность плоскости надвига (скрытой под наносами) и велась на глубину 50, 150 и 180 *м*, причем результаты исследований на разных глу-

бинах в большинстве случаев между собой совпадают. Идя с юга на север, во всех профилях более или менее ясно намечается зона электрических аномалий, выражающаяся повышением электрического сопротивления исследуемых пород. Начало этой зоны по каждому профилю было нанесено на карту, причем для различных глубин исследования оно было отмечено различными цветами. Вдоль всего северного крыла складки на карту нанесена также граница акчагыла, которая представляет интерес потому, что акчагыльские породы (глины, пески, известняки, конгломераты) имеют более высокое и менее однородное сопротивление, чем сарматские глины, на которые они налегают трансгрессивно и несогласно.

Обращаясь к результатам исследований, следует отметить, что в западной части района на погружении складки (от 106 до 77-го участка) зона электрических аномалий проходит севернее границы акчагыла. Граница акчагыла здесь очень слабо отражается на профилях, что объясняется пологим залеганием акчагыльских пород ($\angle$ 5—7°), преобладанием глинистых пород с подчиненными прослоями песка, незначительной мощностью конгломерата, который местами в этой части района почти выклинивается, небольшой мощностью акчагыльского покрова, уцелевшего здесь от размыва, и сравнительно большой глубиной исследования (для этой части глубина исследования была 180 *м*); зона аномалий определяется здесь, повидимому, линией выходов акчагыльского известняка, который имеет уже крутое, местами опрокинутое залегание, что обусловливает скопление масс с высоким сопротивлением. Определенных заключений относительно того, существует ли здесь линия смещения или же в западной части района надвиговые явления затухают, пока нельзя сделать, это может быть выяснено только глубоким бурением.

Можно только сказать, что в случае существования надвига, линию его выхода на поверхность по аналогии, как увидим ниже, с центральной частью района, следует проводить приблизительно по направлению линий аномалий, но в некотором расстоянии к северу от нее ($\sim$ 250 *м*).

На восточном погружении складки, в районе Соленой балки, к северу от 233-го участка, также наблюдается несовпадение направления зоны электрических аномалий с границей акчагыла, которая, подчиняясь периклинальному залеганию, образует замкнутый с востока контур. Это несовпадение объясняется в общем теми же причинами, что и на западе, но проявляется несколько меньше вследствие большой мощности конгломерата и меньшей глубины исследования, что выражается в появлении южнее основной зоны аномалий, приблизительно у границы акчагыла, так называемых „сомнительных аномалий", т. е. неясно выраженных повышений сопротивления.

На всем остальном протяжении складки—от 77 до 417-го участка основная зона аномалий в общем совпадает с границей акчагыла, так как вследствие сильной дислоцированности здесь, на северном

крыле, акчагыльские породы имеют весьма крутое падение и большей частью даже опрокинутое залегание, что способствует скоплению масс с высоким сопротивлением вдоль границы акчагыла. Вполне точного совпадения зоны аномалий с границей акчагыла не может быть, в виду трансгрессивного залегания последнего.

Что касается выхода на поверхность плоскости надвига, то теоретически линию ее выхода следует искать в небольшом расстоянии к северу от вышеуказанной зоны аномалий, у края надвинутой части и, повидимому, вблизи подножья Грозненского хребта. Общее ее направление должно быть приблизительно параллельно направлению основной зоны аномалий. Для точного построения линии надвига данных не имеется. Однако для восточной части района положение ее может быть определено в двух различных пунктах: у Соленой балки и у 51-го участка. Это определение производится на основании построения поперечных профилей по скважинам, скрывшим плоскость надвига. Профиль у Соленой балки, построенный через скв. №№ 30/0 и 55/137, дает для плоскости надвига угол падения ~ 43°. Пересечение же плоскости надвига с поверхностью рельефа определится в расстоянии 250 *м* к северу от границы акчалыга. Профиль, построенный для 51-го участка через скв. №№ 7/30, 216/51, 2/51, 303/51 и 1/51, дает для плоскости надвига приблизительно тот же угол падения, но в северной части вблизи от выхода на дневную поверхность эта плоскость падает более круто. Кроме того, в осевой части складки происходит расщепление этой плоскости не менее чем на две части, между которыми зажат клин перемятых сарматских пород. Северная граница этой зоны смятия выходит на поверхность на расстоянии ~ 100 *м* к северу от границы акчагыла, а южная ~ 170 *м* к югу от этой последней.

Наконец, весьма вероятно существование здесь и третьей тектонической линии, выход на поверхность которой будет находиться в расстоянии ~ 240 *м* к северу от границы акчагыла. Точку для определения ее получим, если продолжим к северу до пересечения с дневной поверхностью плоскость надвига, ориентированную только по южным скважинам (№№ 7/30, 216/51 и 2/51).

Правда, самая северная скв. № 1/51 не дает указаний на существование этой плоскости, но следует заметить, что в этой скважине, бурившейся ударным способом, по данным районного геолога, отбор грунтов производился неудовлетворительно, почему смещение могло быть и не замечено, особенно при крутом залегании проходимых пород.

Все указанные тектонические линии были отмечены на карте, причем наиболее северная из них (предполагаемая) соответствует второй, более северной зоне аномалий, менее ясно выраженной, которая все же достаточно хорошо отмечается в некоторых профилях.

По последним данным разведочного бурения амплитуда надвига в направлении с востока на запад постепенно сокращается. На расстоянии от скв. № 30/0 до 51-го участка амплитуда надвига сокращается почти вдвое.

Если это сокращение будет продолжаться и дальше к западу в тех же размерах, то между 76-м и 61-м участками можно ожидать затухания надвига. Имеет ли это место в действительности или же надвиг выдерживается для всей западной части района, должно показать разведочное бурение. (В настоящее время в западной части бурятся на майкопскую свиту скв. №№ 5/79 и 4/66).

В заключение следует сказать, что для проверки высказанных соображений и более точного определения, на поверхности линии надвига следовало бы провести на северном крыле складки несколько канав, не менее четырех. В первую очередь проведение канав желательно к северу от скв. № 30/0, к северу от участков, соседних с 51-м (на 51-м участке и к северу от него проведение канав едва ли возможно вследствие развития там оползней к северу от 76-го участка или 74-го) и к северу от 100-го участка.

Мощность наносов на северном крыле колеблется в пределах от 0 до 10 *м*, преобладает же мощность 1—2 *м*.

Следовательно проведение канав вполне возможно.

A. Shaiderov.

11. ON THE RESULTS OF ELECTRICAL SURVEING CARRIED OUT IN 1931 ON THE PRODUCING FIELDS OF GROZNEFT TRUST

(From a report at the Plenary Meeting of the First Conference).

Summary

In 1931 there have been engaged in the producing fields of Grozneft two industrial parties and one field party. The latter was at work during a short period of time in the Old Grozny District.

The industrial parties applied the methods of carottage and spontaneous polarization.

After exposing a series of data characterising the alteration of resistivities of different seams the speaker made their comparison with the amount of oil produced by these seams (see table in the Russian text).

The speaker noted that in order to obtain the possibility of making correct conclusions it is indispensable to watch the consistence of the slush before the carottage by making determination of its density and viscosity. The most favourable case should of course be that where a standard fluid is introduced during the carottage. Yet, as a rule, the rich oil horizons make themselves manifest the appearance of large peaks in the curve whose size diminishes in the presence of water.

Problems of plotting water bearing sand horizons on the base of carottage data may prove to be difficult, as the resistivity of such seams may come to lie within the limits of parameters being proper to clays.

In such cases the measurement alone of restivities in the well may give no sufficiently sharp picture.

By applying the method of spontaneous polarization (P.S.) a series of additional readings was obtained which proved to be of great use for comparison with the carottage diagrams.

The problems of the electrical fields surveying consisted in the establishment of the existence of a thrust which it was supposed to trace out throughout the whole of the territory of the producing fields. A correlation of the results of the electrical surveying with geological data was made by geologist *S. Ilyinski* by whom a conclusion on these works has been presented.

The electrical surveying had for its object the determination of the thrust plane upon the surface (where it is actually concealed by alluvia) and was carried on to depths of 50. 150 and 180 meters, the readings obtained from various depths mostly agreeing with each other. In moving from south to north in all the profiles there is revealed a more or less sharply defined zone of electrical anomalies expressed in an increase of the electric resistivity of the rocks explored. The initial point of this zone in each of the profiles was plotted on the map, with distinct colours marking it for the different depths of exploration. Along the whole of the northern limb of the fold the boundary of the Akchaghylian has also been plotted on the map; this boundary presents interest because the Akchaghylian rocks (clays, sands, limestones, conglomerates) have a higher and less uniform resistivity than the Sarmatian clays upon which they are resting transgressively and unconformably.

Г. С. Морозов.

12. ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ РАБОТЫ НА ПРОМЫСЛОВЫХ ПЛОЩАДЯХ ГРОЗНЕФТИ В 1932 г.

(Из доклада на пленуме второй конференции).

I. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ РАБОТ.

В первую стадию применения электроразведка на промыслах решала лишь одну задачу — кароттаж скважин. К настоящему времени и задачи и возможности значительно возросли, и электроразведка все больше проникает и прочно утверждается не только в области промысловой геологии, но и в области бурения и эксплоатации.

1. В области промысловой геологии применяются:

а) Электрический кароттаж, позволяющий:

1) производить точную геологическую разбивку и корреляцию встречаемых пластов без отбора грунтов,

2) определять тектонические нарушения в породах, проходимых скважинами (сбросы, надвиги),

3) различать пласты: водоносные, нефтеносные и газоносные,

4) строить электрические пластовые карты, характеризующие степень отдачи старых пластов и намечающие пути подсчета дебита новых пластов.

Электрический кароттаж в принципе своем, как и полевая разведка, базируется на дифференциации электрического сопротивления различных геологических отложений. Производя замеры сопротивлений по всей длине скважины, получают электрическую диаграмму — электрический разрез скважины, который может быть приведен к геологическому разрезу.

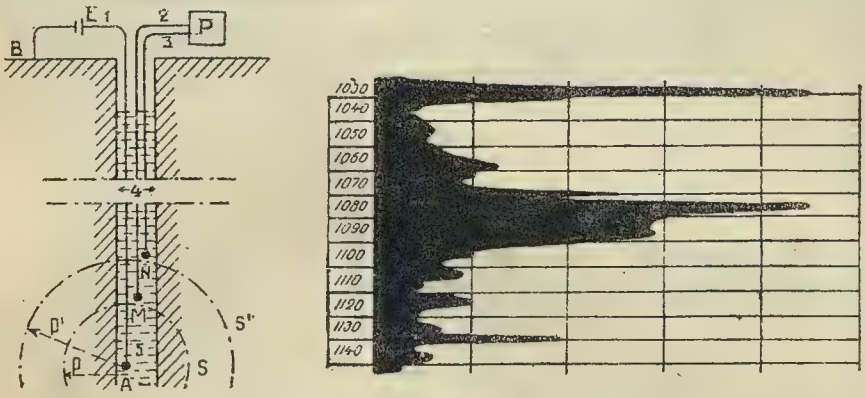
б) Замеры спонтанной поляризации *(PS)*, позволяющие определять:

1) пористые горизонты,

2) направление движения жидкостей (в пласт или из него),

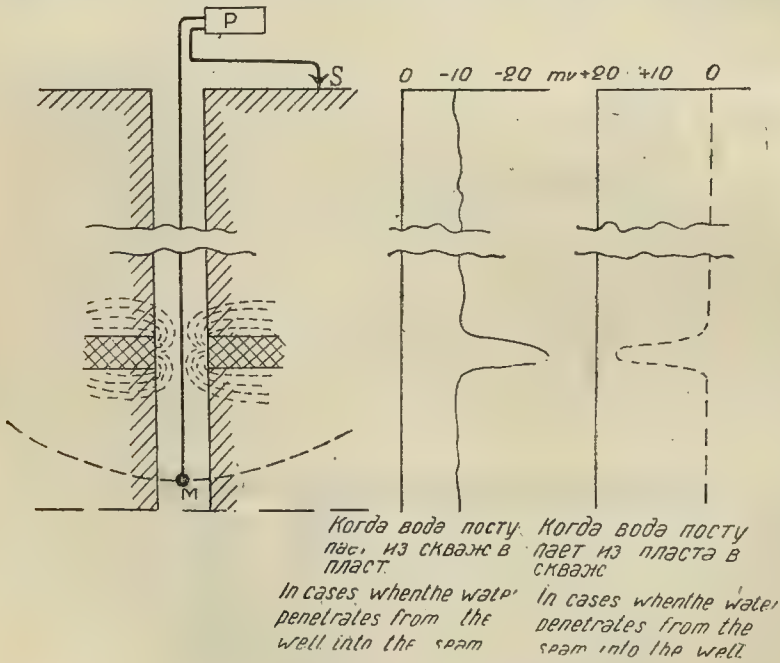
3) наметить пути подсчета давления, а возможно и дебита пластов.

Если имеются пористые горизонты, содержащие жидкость или лишенные ее, то вследствие разности давлений, существующей между столбом раствора в скважине и в пласте, возникает фильт-

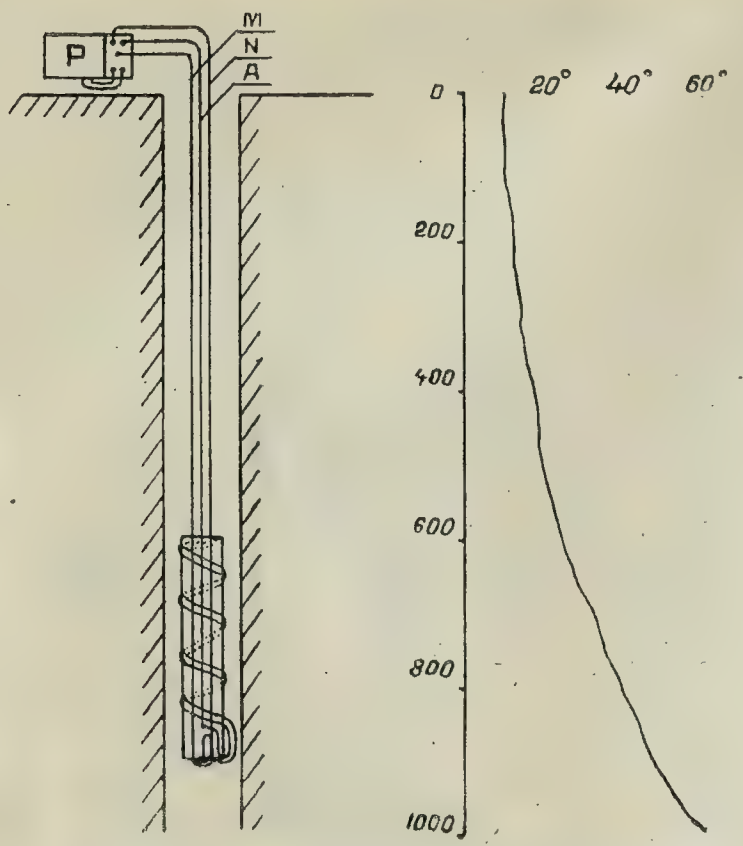


Фиг. 32. Схема электрокароттажа и его результатов.
Scheme of electrical vertical boring

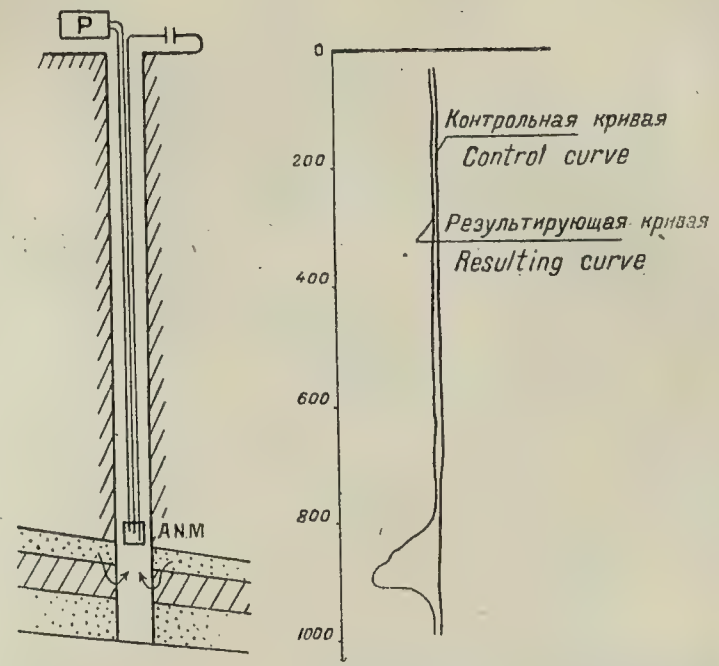
рация жидкости в пласт или из него. Как следствие этой фильтрации образуются электрокапиллярные токи, дающие максимальные положительные или отрицательные потенциалы против этих пори-



Фиг. 33. Схема измерений и результатов *PS*.
Scheme of measurements and results of *PS*.



Фиг. 34. Схема работы термометра и результат замера.
Scheme of the work of the thermometer and results of measurements.



Фиг. 34-а. Схема работы и результат микрокароттажа при определении места притока воды в скважине.
Scheme of work and results of microcarottage in determining the points where water is entering the well.

стых горизонтов. Центры будут положительными, если жидкость идет из пласта в скважину и наоборот — отрицательными, когда жидкость поступает из скважины в пласт. Эти явления осложняются различием солености раствора и пластовой воды, дающим электрохимическую э. д. с., налагающуюся на э. д. с. фильтрации. Измерения общей *PS* при различных уровнях раствора и его соленость в некоторых случаях позволяют отделять э. д. с. фильтрации от э. д. с. электрохимической.

Разности потенциалов общей *PS* легко замеряются попутно с производством кароттажа.

в) Замеры температуры в скважинах позволяют:

1) определять притоки горячих вод,

2) изучать температурные характеристики различных отложений,

3) наметить пути определения направления движения дебита горячей жидкости, в случае двух сообщающихся пластов в затрубном пространстве.

В принципе своем этот метод очень прост. Электрический термометр сопротивления, укрепленный на трехжильном кабеле, опускается в скважину.

Замеры могут производиться через каждый метр и реже, в зависимости от поставленной задачи.

Термометр представляет сопротивление, выполненное из металла с большим и постоянным температурным коэфициентом, которое включается в одно из плеч мостика *Уитстона*. При повышении температуры сопротивление термометра возрастает, вследствие чего появляется некоторая разность потенциалов, пропорциональная температуре, между клеммами гальванометра.

По этой разности потенциалов и определяется температура в каждой точке скважины.

2. В области бурения и эксплоатации.

а) Кароттаж, позволяющий производить:

1) бурение без отбора грунтов, тем самым ускоряя его,

2) определять местонахождения утерянных инструментов или частей их (оборвавшийся башмак, трубка, сетка и т. д.).

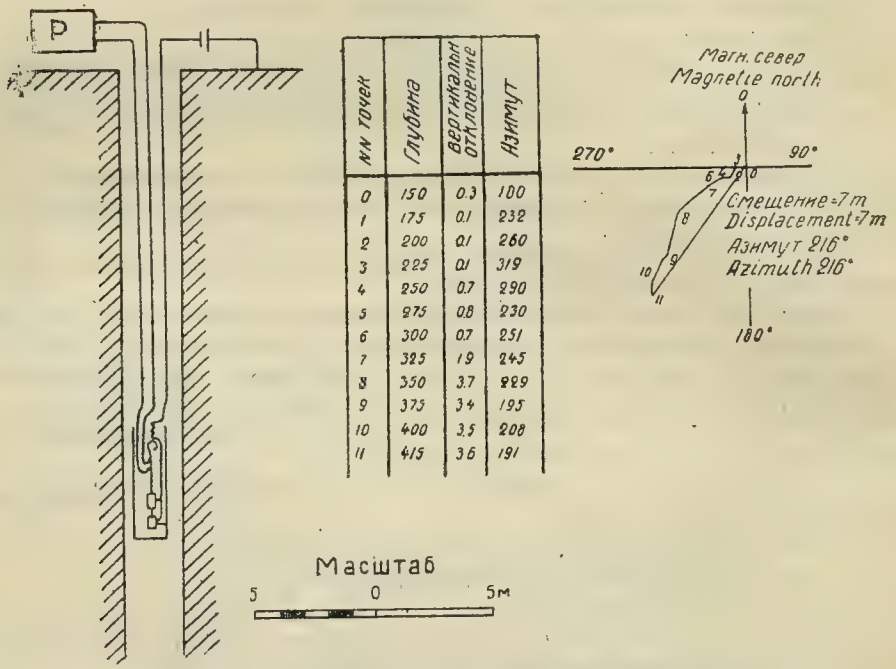
б) Микрокароттаж, позволяющий определять места притоков появляющейся после закрытия в скважине воды (из забоя, из пласта, из-за труб ли, в связи с плохим цементажем, из-за труб ли, в связи с изношенностью их и т. д.), проверяя тем самым качество закрытия воды и состояние колонн.

Принцип микрокароттажа, позволяющего определять места притока вод, сводится к принципу обычного кароттажа, но объем, захватываемый исследованием, не превышает здесь десятых долей метра. Он базируется на различном электрическом сопротивлении раствора и воды притока. Необходимым условием должно быть, чтобы электрическая проводимость притекающей воды и раствора, наполняющего скважину, была различна (до 100%), в противном случае, прибегают к рассолению раствора искусственным путем. Перед началом работы скважину длительно промывают (10 и больше

часов) однородным раствором, и сразу за промывкой производят измерения сопротивления раствора по всей длине скважины.

Диаграмма этих сопротивлений должна быть прямой линией, так как сопротивления постоянны в связи с однородностью раствора. Затем оттартывают раствор, пока задавленный приток не проявит себя повышением уровня в скважине, и затем производят вторичное измерение сопротивления раствора.

Если вода, поступившая в скважину из пласта, забоя, башмака, отлична своей проводимостью от проводимости раствора, в месте



№№ точек	Глубина	вертикальное отклонение	Азимут
0	150	0.3	100
1	175	0.1	232
2	200	0.1	260
3	225	0.1	319
4	250	0.7	290
5	275	0.8	230
6	300	0.7	251
7	325	1.9	245
8	350	3.7	229
9	375	3.4	195
10	400	3.5	208
11	415	3.6	191

Фиг. 35. Схема работы инклинометра и результат замеров.
Scheme of the work of the inclinometer and result of readings.

ее выхода, на диаграмме сопротивлений будет получена пика, которая и укажет место притока.

в) Электрические замеры кривизны, позволяющие определять угол искривления, азимут направления и горизонтальное смещение скважины по всей ее длине.

II. ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ РАБОТЫ В ЭКСПЛОАТАЦИОННЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИНАХ.

В первой части сообщения отмечены принципы и возможности метода. Ниже сообщаются кратко некоторые результаты и новые направления электрометрических работ на промыслах.

Электрический кароттаж.

Его результаты на эксплоатационных площадях удовлетворительны. Ново- и Старо-Грозненский районы почти отказались от взятия колонок, перейдя на услуги кароттажа. Электродиаграммы скважин этих районов дают:

1) характерные пики против синдесмиевых мергелей, являющихся опорным электрическим горизонтом,

2) довольно характерное очертание песчаников,

3) совершенно специфические сопротивления глин дают возможность нумерации и корреляции пластов в различных точках района.

Величины электрических сопротивлений отдельных песчаников дают качественные указания о дебите их. Так, например, для Ново-Грозненского района до XVI пласта сопротивление в 40 Ω[1] обусловливает промышленную нефть, а в 150 Ω—фонтан. Нижеследующие пласты XIX—XXI дают отклонения от вышеуказанной закономерности в сторону уменьшения сопротивления. Здесь имеется ряд скважин, дающих промышленную нефть из песчаников с низким омическим сопротивлением (скв. №№ 23—20, XIX пласт, имея сопротивление в 8 Ω, дает начальную добычу 40 *т*, скв. № 17/26, XIX пласт, имея $p=14$ Ω, дал 50 *т*); это объясняется оттеснением нефти от стенок скважины, в связи с увеличением давления столба раствора (глубина), а возможно и уменьшением давления самих пластов.

Некоторые замечания об основных (глубоких) пластах Ново-Грозненского района.

Пласт XIX трудно отделим от XX и XXI пластов в восточной части района. В районе 25—26-го участка и дальше на запад он уже отграничен от XX прослоем глины до 6 *м*. С точки зрения электрической его можно разбить на зоны с относительно слабым и средним сопротивлением.

Зоны слабые.
Участки 13—25 дают сопротивление до 10 Ω
Участки 1—10 „ „ „ 20 Ω
Зоны средние.
Участок 11 дает сопротивление до 45 Ω
Участки 26—35 дают сопротивление до 40 Ω

Пласт является нефтеносным в зонах слабых, но предполагается, что он будет более продуктивным в зонах с повышенным сопротивлением.

Пласт XX восточнее 22-го участка слит с пластами XXI и XIX, образуя с ним единую пачку. На западе они отделены. Его электрическая характеристика: участки 1—25 дают сопротивление до 20 Ω (за исключением скв. № 21/8, дающей 43 Ω; № 55/11, дающей 40 Ω и участка 20, дающего от 20 до 60 Ω). Участки 26—32 дают сопротивление до 380 Ω. Они безусловно более богаты фонтанной нефтью.

---

[1] В дальнейшем все удельные сопротивления, обозначаемые обыкновенно в омах на 1 $м^2$, условно даны просто в омах.

Пласт XXI в скважинах, подверженных кароттажу (20 скважин), почти всюду дает сопротивление, не превышающее 20 Ω. Исключением являются скв. №№ 33/13—295 Ω и 4/26—62 Ω.

Пласт XXII, являясь последним „эксплоатационным" пластом, вскрываясь только в верхней своей части, мало подвергся электрометрическому изучению. Его сопротивление колеблется от 35 до 250 Ω. Относительно большие сопротивления дают 11—13-й участки и совсем слабое — участки восточные. Большая разница в сопротивлении в скв. № 64/11—250 Ω и № 55/11—35 Ω, повидимому, указывает на связь одной из них с близко проходящим здесь тектоническим нарушением.

Из пластов, лежащих выше, XVI (I—XV), для которых в порядке опыта были построены пластовые карты равных сопротивлений, необходимо остановиться лишь на некоторых из них, имеющих наибольший интерес.

Пласт II—здесь в скв. № 44/23 получено сопротивление 180 Ω при среднем для пласта около 10 Ω.

Пласты IV—VII—здесь имеются две подозрительных зоны с повышенным сопротивлением:

1-я зона—на западном куполе. Линия в 40 Ω, указывающая на возможность наличия промышленной нефти, идя неширокой полосой вдоль оси, окаймляет скв. №№ 12/5, 10/5, 18/8, 49/11, 64/11, 42/11, 30/13, 24/13, 37/14, 15/12, 46/11, 52/11 и 21/8. В скв. №№ 33/14, 36/11 и 40/11 сопротивление доходит до 80—90 Ω.

2-я зона—на восточном куполе—скв. № 52/20, дающая сопротивление 40 Ω.

Пласт XI—линия в 40 Ω окаймляет здесь площадь, тянущуюся вдоль оси по скв. №№ 44/17, 53/20, 27/23, 44/21, 11/24 и 14/18. Максимальное сопротивление дают скв. №№ 14/18—110 Ω, № 52/20—85 Ω, № 27/23—83 Ω, № 18/8—81 Ω. На западной части антиклинали повышенное сопротивление наблюдается в скв. № 39/11—91 Ω, № 48/11—68 Ω.

Пласт XV—здесь некоторые скважины также дают аномалийное сопротивление: № 32/14—70 Ω, № 50/11—78 Ω, № 28/15—57 Ω. На некоторые повышенные зоны сопротивления указывает и пласт VIII (скв. № 46/20—72 Ω, № 26/18—77 Ω).

В вышеприведенных зонах было бы целесообразно брать образцы пород при бурении соседних скважин.

В Старо-Грозненском районе плотность измерений значительно меньше, чем в Новом районе, а следовательно и электрометрическая изученность его слабее. Кроме того, кароттирование производилось в скважинах, расположенных, главным образом, за контуром нефтеносности. Однако, из имеющихся материалов можно притти к следующим замечаниям об электрической характеристике пластов в зонах, подверженных кароттажу.

Пласт 1 (водяной) выражен электрически горизонтом со средним сопротивлением ниже 10 Ω.

Пласт 2 (водяной)—среднее сопротивление ниже 20 Ω. С повышенным сопротивлением получены скв. № 21/24—160 Ω, № 16/23—

129 Ω, № 5/21—44 Ω, 3/54—44 Ω, что объясняется их нахождением в контуре нефтеносности.

Пласт 3 (водоносный)—среднее сопротивление доходит до 20 Ω. Несколько отличны скв. № 2/18—36 Ω и № 7/32—38 Ω, находящиеся вблизи контура нефтеносности.

Пласт I дает в среднем сопротивление порядка 20 Ω, с повышенным сопротивлением в скв. № 3/54—195 Ω и на участках 111—113, дающих до 45 Ω.

Пласт II выражен электрически довольно интенсивно. Сопротивление доходит до 60 Ω.

Пласт III — при среднем сопротивлении выше 20 Ω, зоны с повышенным сопротивлением дают в скв. №№ 47—50/0 до 60 Ω и участки 17/111, расположенные за контуром нефтеносности, до 60 Ω. Здесь влияет слабая минерализация пластовой воды.

Пласт IV выражен довольно постоянно. Сопротивление доходит до 10 Ω, скв. № 17/51 дает 52 Ω.

Пласт V выражен как относительно постоянный горизонт с сопротивлением 15 Ω.

Пласт VI — среднее сопротивление доходит до 15 Ω, скв. № 15/23 дает 470 Ω. В контуре нефтеносности не было ни одного кароттажа.

Пласт VII выражен максимальным сопротивлением, колеблющимся от 3 до 35 Ω.

Пласт VIII — максимальное сопротивление не превышает 20 Ω, за исключением скв. №№ 46/0 и 3/116, дающих соответственно 59 и 35 Ω.

Пласт IX — сопротивление не превышает 20 Ω, за исключением скв. № 43/0, дающей 48 Ω.

Пласт X выражен как постоянный горизонт с сопротивлением до 10 Ω. Аномалийными являются сопротивления скв. № 5/20—89 Ω и № 1/114—37 Ω.

Пласт XI — сопротивление колеблется, доходя до 20 Ω. Зоны с повышенным сопротивлением скв. № 47/0—240 Ω, № 32/0—95 Ω, №№ 7/19 и 7/32 по 55 Ω.

Пласт XII — выше 40 Ω дают скв. № 9/0—190 Ω, № 5/233 — 52 Ω.

Пласт XIII выражен сопротивлением, доходящим до 20 Ω. Повышенные зоны дают скв. № 5/113—212 Ω, № 8/19—290 Ω и некоторые другие.

Пласт XIV — сопротивление не превышает 20 Ω, за исключением скв. № 7/32, дающей 68 Ω.

Пласт XV и ниже лежащие мало подвергались кароттированию.

Отмеченные аномалии сопротивления не имеют абсолютного характера, но они могут служить наводящими указателями на возможно большую нефтенасыщенность упомянутых выше зон.

Подводя итоги по применению кароттажа, необходимо отметить, что услуги кароттажа на эксплоатационных площадях бесспорны. В частности кароттаж позволил Октябрьскому и Старому районам почти отказаться от взятия колонок пород. Однако, при разреше-

нии проблемы майкопа, в частности при бурении в Стерч-Керчи, а также на глубокие пласты в Старом районе, кароттаж встретил серьезные технические затруднения. Чрезвычайно тонкие, до 15 *см*, песчаники майкопа, сложенного в основном из глины, ускользают от электрического определения, и весь майкоп не дает ни одного характерного электрического горизонта (репера). Глубокие пласты Старого района, являясь подчас нефтеносными, дают слабое электрическое сопротивление, не вяжущееся с обычными представлениями о сопротивлении нефтяных песчаников. Причины затруднений как первого, так и второго порядка теоретически совершенно ясны. Первая проблема (майкопа), надо полагать, будет удачно разрешена применением саморегистрирующего потенциометра, позволяющего производство непрерывного кароттажа по всей длине скважины со сколько угодно малыми размерами установки. Вторая задача — получение соответствия между насыщением пласта и его сопротивлением, повидимому, будет разрешена увеличением глубины исследования. Пока еще нельзя отказаться от взятия образцов в разведочных скважинах, однако, можно предполагать, что при профильной буровой разведке (несколько скважин на одной и той же линии) только некоторые скважины придется проходить сплошной колонкой. Остальные же могут проходиться на основе кароттажа с последовательным взятием образцов буром в неясных и сомнительных местах скважины.

Спонтанная поляризация (*PS*)

Краткое объяснение сущности этого явления дано в первой части доклада. Как попытку разобраться в характере явления и выявить возможную закономерность его в естественных условиях, составлена карта распределения *PS* для XVI пласта Ново-Грозненского района. Конечно, она не является окончательной и может служить пока только как материал, могущий наметить дальнейшие пути изучения этого явления.

Пласт XVI. Можно наблюдать, что в зонах наиболее продуктивных этот пласт выражен положительными максимумами (до 44 mV) и по мере приближения к границам контура *PS* падает, принимая отрицательное значение, доходящее до 60 mV. Можно отметить, что с удалением точек от купола к периферии *PS* получает отрицательное приращение, что в нормальных условиях соответствует уменьшению давления в пласте. В условиях скважины факторы, вызывающие и влияющие на *PS*, сложны и многообразны (фильтрация, электрохимические явления и т. д.), и трудно сейчас выделить основные из них, как превалирующие, так же как трудно отмести второстепенные. Здесь нужны дополнительные опыты.

Интересно отметить, что, считая *PS* обязанным только э. д. с. фильтрации, было проделано несколько математических подсчетов пластового давления на основе измерения спонтанной поляризации. В ряде случаев были получены удовлетворительные результаты (скв. №№ 34/13 и 20/19 Новых промыслов для пластов X и XIII).

В большинстве же опытов были получены значительные расхождения в величинах пластового давления, что отнюдь не умаляет возможностей метода, а говорит лишь о дополнительных факторах, вызывающих *PS* и не учитываемых нами (электрохимическая *PS*, слабая разность давлений между двумя измерениями, глинизация скважин и т. д.).

Опытов недостаточно и их необходимо продолжать.

Замеры температуры.

Кроме обычного своего назначения — определения температурного градиента для различных точек района, диаграммы температур намечают дополнительные пути дифференциации отдельных геологических комплексов и даже пластов. Так, например, в скв. № 1 Ново-Крестьянского района в контактах наноса акчагыла, верхнего сармата с средним, нижнего сармата с спаниодонтелловыми слоями, наблюдается слабое изменение направления средней линии температуры. Кроме того, ряд спаниодонтелловых песчаников дает несколько отличные от нормальных зоны на кривой температуры. Последнее отмечено и в Новом районе, а также и разведочных районах. Имеющийся фактический материал недостаточен для каких-либо заключений.

Замеры кривизны скважин.

Этот метод довольно быстр и дает достаточно удовлетворительные результаты. Ряд сравнений с другими методами определения кривизны дает максимальное расхождение до 1,5°. Очевидно, длина аппарата недостаточно велика, и в зонах, имеющих каверны, аппарат своей осью не совпадает с осью скважины. В настоящее время ведется работа в направлении увеличения длины аппарата.

Замеры водяных притоков.

Имеется несколько случаев определения водяных притоков, не всегда удачных по причине слабой дифференциации сопротивлений раствора и воды притока. В последнее время приходится прибегать к рассолению раствора с целью получения искусственным путем указанной дифференциации сопротивления. Приготовление раствора в три раза меньшего сопротивления приточной воды дает прекрасные результаты (скв. № 55/23 Новых промыслов). Впредь необходимо пользоваться этим способом, для чего сейчас и производится изучение сопротивления пластовых вод по всем районам.

Опытно-экспериментальные работы.

В 1932 г. имелась возможность проделать ряд опытных работ с различными целями.

1. Опыты с новым явлением *PP* (провоцированная поляризация).

Если пропускать в землю между *A* и *B* ток в направлении от *A* к *B*, то можно констатировать, что по выключении тока в течение некоторого времени в земле будет существовать некоторая

остаточная разность потенциалов. Это явление, с одной стороны, обязано поляризации среды вследствие прохождения тока, а с другой стороны—емкостному эффекту пород. Считая вследствие этого, что различные геологические формации будут иметь различные величины *PP*, характеризующие их электрическую емкость, были произведены замеры *PP* для различных сред: глин сармата, водяных и нефтяных песчаников продуктивной толщи и т. д.

Как пример можно привести:

1) Скв. № 15/26 (Новый район, глубина 610—930 *м*).

Замеры пересекли часть скважины, включавшую VI и XVIII пласты. При среднем значении *PP*, варьирующем примерно между 0,5 и 2%, были получены максимумы на уровне:

Пласта XII	5,5%
„ XIV	3,0%
„ XVIII	3,0%

Более слабые максимумы получены против пластов X—2,6%, XIII и XVI до 2,5%. Нижняя часть последнего выражена *PP* интенсивнее.

2) Скв. № 3/98 (Старые промысла, глубина 350—900 *м*).

Здесь были пересечены пласты от 1-го водяного до XIV включительно. Глины выражены в *PP* величинами от 0 до 0,5%, песчаники сильнее—до 3% (X пласт). Интересным может явиться то обстоятельство, что некоторые пласты, слабо, не характерно выраженные в сопротивлении, довольно четко обрисовываются в *PP* (пласты IV—XI и XIII—XV).

Анализируя полученные результаты применения *PP*, можно заключить, что продуктивные пласты (высокого сопротивления) характеризуются, повидимому, минимальной *PP* и, наоборот, водоносные и слабо продуктивные (низкого сопротивления) максимальной *PP*. Возможно, что *PP* явится характерным именно для последних пластов. Опытов еще недостаточно, чтобы делать какие-либо определенные заключения.

2. Опыты, имевшие целью улучшение отбивки глубоких пластов и лучшее отграничение кровли и почвы их. (Связь сопротивления с нефтенасыщением—проблема Старо-Грозненского района).

Здесь работы шли по линии увеличения глубины исследования. Было проделано несколько опытов кароттажа на Новых промыслах с увеличенным $AM|AM=15$ *м*, $MN=1{,}5$ *м*. Результаты:

а) Мощные и средние пласты (песчаники продуктивной толщи) не увеличивают своего сопротивления, а средние даже уменьшают его, дают эксцентричные линии максимумов; меняют конфигурацию кривой, давая очень скошенную кровлю.

б) Тонкие пласты (синдесмиевые мергели) отбиваются очень хорошо, давая ρ—7—8Ω, вместо 4—5 при нормальном кароттировании.

в) Глины нижнего сармата дают сопротивления 3—4Ω, вместо 1—2 при обычном кароттаже.

Такая установка, мало полезная для Новых промыслов, может оказаться более удовлетворительной для Старого района.

Кроме того, мы проделали опыты с установкой $AM=1{,}5$ *м* и $MN=15$ *м*.

1) Форма кривой практически совершенно идентична нормальной. Кровля и почва отграничиваются лучше.

2) Тонкие пласты и синдесмиевые мергели стушевываются.

3) Сопротивление песчаников уменьшается до 10% в связи с уменьшением глубины исследования.

3. Опыты, имевшие целью улучшение отбивки тонких пластов (проблема Стерч-Керчи).

Были поставлены опыты кароттажа с различными установками в участке синдесмиевых мергелей с целью отыскания наилучших размеров разноса, при котором не терялись бы синдесмиевые мергели и отмечались бы все тонкие пласты. Были испробованы:

$AM=0{,}5$ *м*;	$MN=5{,}5$ *м*
$AM=5{,}75$ „	$MN=0{,}25$ „
$AM=0{,}25$ „	$MN=5{,}5$ „

В результате можно отметить, что 1-я установка почти не отбивает мергелей, 2-я установка отбивает их достаточно удовлетворительно; 3-я установка, аналогичная первой, но с уменьшенным размером *AM*, отбивает мергели, но не четко. Таким образом, искания должны итти по двум направлениям: либо уменьшения разноса *MN*, либо уменьшения разноса *AM*. Как в первом, так и во втором случае результаты будут тем лучше, чем *MN* или *AM* будут меньше в сравнении с мощностью пласта.

4. Опыты, имевшие целью переход на двужильный провод.

Эти опыты, дав положительные результаты, в смысле принципиальной возможности не могут быть претворены в жизнь из-за большой индукции при пропускании тока по проводам.

5. Опыты, имевшие целью ускорение работ.

Эти опыты удались, и с 1932 г. мы переходим на работу с пульсором, поднимающим производительность на 25%.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

В заключение необходимо отметить, что электрометрическая деятельность на промыслах, начавшись с кароттажа, в 1932 г. дала совершенно новое направление и виды работ, проникая в различные области промыслового дела (замеры температуры, кривизны, водяных притоков, давление пластов и т. д.).

Ближайшими задачами промысловых электрометрических работ должны явиться:

1) разрешение проблемы майкопа (Стерч-Керч),

2) разрешение проблемы глубоких пластов (Старый, частично Новый район),

3) анализ и изучение вопроса перехода на бесколонковое бурение скважины в разведочных районах,

4) изучение вопроса связи сопротивления пластов с их нефтенасыщением (перевод омов в тонны),

5) изучение возможности внедрения геофизики в прочие области промыслового дела (помощь в шахтной разработке и т. д.)

Можно быть уверенным, что совместная работа геологов и геофизиков разрешит указанные задачи, призванные оказать несомненную помощь не только в вопросе отыскания новых залежей нефти, но и в рациональной разработке недр.

G. Morosov.

12. ELECTROMETRIC WORKS OF 1932 IN THE PRODUCING FIELDS OF GROZNEFT.

(*Report at the Plenary Meeting of the Second Conference*).

Summary.

In his report *G. Morozov* noted that a wide application in industrial geology have had:

A. *Electrical carottage* (see fig. 32) allowing:

1) To obtain an accurate geological classification and correlation of the beds penetrated in drilling without recurring to core sampling.

2) To establish during the process of drilling the presence of tectonical disturbances (zones of disturbances accompanying faults and thrusts).

3) To distinguish water, oil and gas bearing seams.

4) To construct electrometrical stratigraphic maps characteristing the grade of exhaustion of the old (developed) seams and marking the mode of calculation ot the yield of new seams.

Electrical carottage is based on the differentiation of the electrical resistivities of lithologically different formations.

By measuring the resistivities throughout the whole length of a well electrical diagrams. i. e., electrical sections of wells are obtained; these diagrams are easily correlated with the geological sections.

B. *Measurements of spontaneous polarization* (see fig. 33) allowing to distinguish:

1) Horisons characterized by a considerable porosity.

2) The direction of the movement of fluids (absorbtion or discharge of a fluid by a seam).

3) The method of calculating ihe rock pressure, possibly also the yield of the seams.

C. *Temperature observations in wells* (see fig. 34) allowing:

1) To determine the inflow of thermal waters.

2) To study the temperature characteristics of geological formations.

3) To define the methods of determining the direction of movements and discharge of hot fluids in cases of seams communicating through the spaces outside the casing.

In boring and development of wells electrical surveying is applied:

A. As carottage works allowing:

To drill with the sampling reduced to its minimum, by which drilling is accelerated.

B. As microcarottage (see fig. 34) allowing to define the points of inflow of water appearing after it has been cased off the well, by which the quality of the water exclusion and the state of the casing is checked.

Cits electrical measurements of the curvature of wells allowing to determine the angles and chief azimuths of the direction of deviation of wells.

Dits electrical measurements of the levels of oil, emulsion and water in conserved wells.

Dwelling upon the enumeration of the objects of works executed in recent years *G. Morozov* in conclusion observed that the service rendered by carottage in the producing fields is indisputable; in particular it has allowed almost wholly to give up diamond coring in the October and Old Grozny Districts. However, in the solution of the problem of exploration of the Maikop series, in particular in Sterch-Kertch, as well as in boring for deep horizons in the Old Grozny District carottage has met with serious technical difficulties.

It appears probable that the problem of carottage in the Maikop series might be resolved by applying self-registering potentiometers allowing to carry out carrottage throughout the entire length of the well with an equipment of any chozen size.

Electrometric activity in the producing areas, having begun with carottage in 1932, opened quite new prospects as to the direction and kinds of work, by penetrating in most diverse branches of industrial work.

The proximate problems of industrial electrometric works should be:

1) The solution of the problem of electrical correlation of the Maikop beds.

2) The solution of the problem of determination of the grade of saturation of deep-seated seams.

3) The analysis and study of the question as to the possibility of adopting the method of wellk boring without core sampling in the prospected fields.

4) The study of the question of the connection between the resistivity of seams and their saturation with oil (recalculation of ohms for tons).

5) The study of the question as to the possibility of penetration of electrometry into the other domains of oil and gas industry, to help in oil mining etc.

The joint work of geologists and geophysists must solve the above enumerated problems which will doubtless be of help in the rational development of reserves.

А. М. Шайдеров.

13. НЕКОТОРЫЕ ВЫВОДЫ ИЗ ОЗНАКОМЛЕНИЯ С ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИМИ РАБОТАМИ ФИРМЫ ШЛЮМБЕРЖЕ ВО ВРЕМЯ КОМАНДИРОВКИ ВО ФРАНЦИЮ В 1932 г.

(Доклад на пленуме второй конференции).

Целью настоящего доклада является изложение впечатлений и наблюдений, собранных во время заграничной командировки по вопросам организации электроразведочных работ по методу *Шлюмберже* за пределами СССР и по шахтной разработке нефти в Пешельброне.

Следуя поставленной задаче, вначале будут даны указания о различных формах применения электроразведки для разрешения разнообразных вопросов, которые у нас еще остались вне применения интересующего нас метода, затем будут в общих чертах изложены методы интерпретации полученных электроразведкой результатов и, наконец, будут освещены вопросы, связанные с рудничной разработкой нефти.

Помимо метода сопротивлений, фирма Шлюмберже вела и ведет работы методом эквипотенциальных линий и методом спонтанной поляризации.

Метод сопротивлений применяется фирмой к исследованиям тектонического порядка; эквипотенциальные кривые применяются главным образом при разведке руд и иногда как дополнительная

методика при тектонической разведке. Метод спонтанной поляризации применяется к разведке некоторых типов руд, проявляющих себя естественными электрическими явлениями, и в конечном итоге сводится к составлению карт потенциала естественного поля, созданного без приложения постороннего источника электрической энергии.

Рассматривая применение каждой методики в отдельности, можно отметить, что применение методов Шлюмберже за границей гораздо разнообразнее и многочисленнее, чем те случаи применения, которыми мы ограничились у нас в СССР.

В частности, говоря о методе сопротивлений, на основании ознакомления с архивом фирмы Шлюмберже и непосредственных наблюдений в поле, можно констатировать следующий ряд задач, к разрешению которых с успехом приступала разведка:

1. Общие тектонические задачи.

2. Детальные исследования:

а) тектоническая разведка;

б) определение кровли скалы для постройки плотин;

в) определение мест депрессий для разведки скоплений подпочвенных вод;

г) определение водопроницаемости горных пород при постройке высоких горных плотин;

д) определение солености вод в морских течениях.

Применение электроразведки к тектоническим исследованиям было широко применено у нас на площадях нефтяных трестов, и данная методика описана как в отчетах фирмы, представленных трестам, так и в отчетах наших партий, обслуживающихся уже нашими кадрами.

Поэтому в настоящем докладе главное внимание уделяется задачам, с которыми у нас еще не приходилось сталкиваться.

Например, применение методов электроразведки к определению места постройки плотины, что сводится к составлению карт сопротивлений на определенной глубине и соответствует фактически вычерчиванию положения кровли интересующей нас породы.

Практически задача эта не из разряда наиболее трудных, вследствие обычно имеющейся значительной разницы сопротивлений наносов и плотной подстилающей породы, служащей основой для закладки плотин.

Для разрешения подобного рода задач применяется техника вертикальных зондирований, исходной точкой для которых являются несколько буровых, позволяющих точно установить коэфициент, необходимый для интерпретации данных электрических зондирований. Применение этой методики позволяет значительно удешевить и сократить сроки разведки под плотины.

В архивах фирмы Шлюмберже имеется ряд отчетов по работам такого порядка, проведенным в Америке, а лично мне пришлось принять участие на аналогичных работах в Алжире. Задача заключалась в определении места для основного водоема и положения плотины. В частности, речь шла об определении присутствия сброса,

известного, далее к северу, наличие которого могло бы дать место утечке воды.

Эта задача была разрешена методом профилей с длиной установки в 120 и 200 *м*, позволившей выявить присутствие слоя известняка среди сенонских мергелей. В результате работ выяснилось, что слой известняков не продолжается непрерывной полосой, а обладает значительным горизонтальным смещением, что привело к выводу о наличии сброса.

Вторая задача, с разрешением которой мне удалось столкнуться в Алжире,—это применение электроразведки к гидрогеологическим изысканиям, направленным к розыску пресной воды и орошению скотопрогонного тракта через Алжирское плато в район Челлали. Задача сводилась к определению мест депрессий в перекрытых наносами плотных подстилающих породах. Эти депрессии являлись местом сбора вод, стекающих с Южного Сахарского Атласа, и частично местных дождевых вод.

Техника определений состояла в проведении профилей с двумя различными величинами установок. Встреченные места с пониженным сопротивлением исследовались рядом вертикальных зондирований и приводили к закладке колодцев или скважин в центральной части депрессии. Большинство проверок показало положительные результаты, выявив наличие необходимой воды.

Характерным штрихом в деле организации подобного рода работ является то обстоятельство, что руководителем работ является геолог, который фактически направляет всю работу, имея в своем распоряжении как геологические, так и геофизические партии, что позволяет немедленно производить проверку показаний геофизических методов обычными геологическими работами и, на оборот, быстро и легко распространить геологические заключения на целый район, путем сопоставления геофизических показаний в геологически известном случае с результатами геофизики, полученными в местности, скрытой наносами и не затронутой геологическими работами.

Это обстоятельство заслуживает тем большего внимания, что у нас геофизика работает более самостоятельно, без повседневного контроля со стороны геологов, что приводит иногда к потере времени и к затяжке в представлении результатов.

Не меньший интерес с практической точки зрения представляет применение методики Шлюмберже к определению водопроницаемости гранитов,—вопросе очень важном при постройке горных плотин.

В 1932 г. фирмой Шлюмберже были проведены работы на Саранской плотине, где закладка плотины проектировалась в ущелье, стены которого и дно представлены гранитом с включениями горной слюды и крупных кристаллов фельдшпатита.

Нужно отметить, что пробные земляные работы выявили в некоторых местах наличие зон измененного гранита, причем оставалось неясным направление этих больных зон, которые могли служить хорошими путями для утечки воды. Для определения

этих зон было предпринято изучение соотношения между электрическим сопротивлением и степенью проницаемости гранита.

При постройке данной плотины было принято, что породы могут считаться практически непроницаемыми, если они по всему сечению скважины поглощают воды не больше 1 $м^3$ в минуту под давлением 10 $кг/см^2$, при длительности испытания в 5—10 минут.

Графики проведенных работ показали, что сопротивление быстро возрастает одновременно с уменьшением проницаемости. Это соответствие может иметь большое практическое значение, так как срок испытания проницаемости пород может быть значительно сокращен без ущерба полученным сведениям.

В заключение по этому вопросу можно указать, что составленная для данного района карта сопротивлений четко вырисовала зоны гранита с нарушенным строением, дав в этих местах уменьшенное сопротивление.

Многочисленность подобного рода работ (судя по архивным материалам фирмы Шлюмберже) заставила серьезно подойти к возможности применения методики Шлюмберже у нас для разрешения аналогичных вопросов, и можно отметить, что первые попытки в этом направлении у нас уже сделаны, а именно — посланы три опытных партии по методике Шлюмберже для разрешения вопросов Большой Волги.

Последним вопросом, изученным при посещении фирмы Шлюмберже и связанным с применением метода сопротивлений (оставляя в стороне кароттаж), являлся вопрос применения электроразведки для изучения солености вод и распределения слоев различного состава под поверхностью моря, при помощи аппарата „резистивиметра", применяющегося у нас фирмой для определения притоков воды в скважинах.

Вне применения данного аппарата и методики в скважинах, практическое их использование может мыслиться применительно к задачам рыбной ловли, как о том можно судить по проведенным при моем участии опытам на побережьи Тулона. Самую же работу у Тулона можно по справедливости назвать гримасой капиталистического строя, так как замеры, которые могли бы иметь большое научное значение, имели очень каверзную юридическую подоплеку. Дело в том, что Тулон страдает от недостатка питьевой воды, в силу чего муниципалитет решил провести водопровод, взяв воду в скважинах, расположенных в дельте реки Гапон, берущей начало в горах и собирающей в себя подземные пресные воды, стекающие со склонов. Это желание муниципалитета уперлось в права собственности и нежелание владельцев виноградников дать разрешение на бурение скважин в виду боязни подсасывания пресной воды, необходимой для орошения садов.

Основываясь на геологическом строении местности, муниципалитет решил доказать, что вода, которую собираются эксплоатировать, не является водой, идущей в виноградники, а частично потерянной водой, идущей по подземным путям прямо в море.

Поэтому перед разведкой был поставлен вопрос об определении по дну моря выходов пресной воды.

Во время моего пребывания в партии опыты были в начальной стадии и заключались в определении границ соленой и пресной воды у устья горной речки. Замеры проводились резистивиметром с лодки, путем определения сопротивления воды, начиная от дна до поверхности, через каждые 0,25 *м*.

Возможность таких замеров выявилась совершенно четко, и в результате измерений было установлено, что морская вода довольно далеко проникает по дну в реки, мало-по-малу уменьшая свою мощность и занимая преимущественно выемки в русле речки. В свою очередь речная вода не сильно смешивается с морской водой, выступая в море значительным конусом, постепенно утоньшающимся по мере удаления от русла, и занимая в конце концов только очень тонкий поверхностный слой, переходящий затем в морскую воду.

С научной точки зрения эти замеры без сомнения представляют значительный интерес. Практическое же значение подобного рода замеров может быть выявлено в связи с возможностью проводить одновременно с замерами солености и температурные замеры электротермометром Шлюмберже. Такие замеры могут играть колоссальную роль в деле промышленного рыболовства. Является известным факт, что рыба определенного сорта всегда придерживается слоев воды с определенной температурой и определенной соленостью. Следовательно, вполне возможно достаточно быстро и точно определить путем электрозамеров с какого-нибудь судна зоны, благоприятные для того или иного сорта рыб, и тем самым позволить направить рыболовные суда в определенные районы, с меньшим риском неудачного закидывания сетей.

В архивах фирмы Шлюмберже мною был обнаружен и просмотрен документ, именно относящийся к проблеме применения электроразведки для улучшения методов рыбной ловли. Основные положения этого документа следующие.

Рыбы, служащие объектом морского рыбного хозяйства, мигрируют в зависимости от изменения условий морской среды. Следовательно изучение морской среды является основой всех исследований. Наиболее важным фактором является температура. Известен тот факт, что треска часто встречается в воде с температурой от 4 до 6°, сардины предпочитают температуру 12—14°, макрель—11°, тунец держится изотермы 14° и т. д.

Но не только температура играет роль. Общая соленость имеет также большое влияние на распределение морского бытия. Известно, например, что треска чаще и охотнее посещает воды с соленостью 33—35 тысячных, тогда как другие предпочитают меньшую или большую соленость. Следовательно, если бы можно было получить более или менее точным образом карту, дающую представление о распределении морской температуры и солености в различных точках, то был бы получен документ, очень ценный для рыбной ловли.

Поэтому стоит подумать о снабжении рыболовных предприятий аппаратами, которые позволили бы быстро исследовать подводные слои с двух точек зрения: температуры и солености.

Созданный для этой цели аппарат был назван „термометрическим зондом". Этот аппарат предназначался для производства с борта замеров подводной температуры, солености и глубины, на которой получены эти замеры.

Первый, созданный для этой цели, аппарат был сконструирован для работы с переменным током. Установка состояла из маленького альтернатора, приводимого в действие моторчиком с постоянной быстротой, дающего переменный ток, посылаемый по кабелю к приемному аппарату, заключенному в коробке формы торпеды. Температура измеряется благодаря сжатию или расширению жидкости, заключенной в сосуде, причем это движение передается эластичной перегородкой магнитному якорю, перемещающемуся в витках провода. Замеры глубины даются посредством манометрической трубки, также вызывающей перемещение якоря в магнитном поле. Соленость замеряется по сопротивлению объема воды между двумя платиновыми электродами. Измерительный аппарат, помещенный на пароходном мостике, позволяет немедленный отсчет температуры, глубины и солености в выбранном пункте моря. Температуру можно получить до $^1/_{10}$°, глубину—до 2% и соленость—до $^2/_{100}$ *г* на 1 *л*.

Аппарат опускается в море или поднимается посредством лебедки с электрическим мотором. Маневрирование аппаратом производится очень быстро, даже во время хода корабля, причем можно измерить зону до глубины 250 *м* с замерами через каждые 10 *м* примерно в полчаса.

Чтобы понять интерес этого аппарата, нужно сопоставить этот метод со способом замера подводной температуры обыкновенным термометром, требующим остановки в определенной точке, спуска его на определенную глубину и его подъема для подсчета, что требует колоссального времени, причем нет уверенности, что от возможных сотрясений при пересечении зон различных температур показания термометра не изменились во время подъема.

Кроме этих указаний, в докладе приводятся различные типы сетей, позволяющие регулировать их положение на глубине.

Если в капиталистических условиях эта методика не нашла широкого применения, вследствие мелкособственнического характера рыболовства, то следует думать, что у нас эти способы могут привиться и принести солидную пользу.

Можно предположить, что этот аппарат дал повод к развитию аппаратов фирмы Шлюмберже, применяющихся для работы в скважинах, но уже переконструированных для постоянного тока.

Помимо этих работ, относящихся к методу сопротивлений, мною был просмотрен архив кароттажа и проведен ряд лабораторных работ по разрешению задач, связанных с интерпретацией кароттажных диаграмм.

Поскольку техника кароттажа развивалась почти исключительно на работах в СССР, с новой техникой работ в этом отношении во время командировки столкнуться не пришлось, за исключением вопроса некоторых новых аппаратов, а именно: электроманометр и аппараты для замера падения слоев в скважинах, которые находились в разработке.

Сейчас же перейдем к описанию методики работы с эквипотенциальными линиями и спонтанной поляризации, практическое ознакомление с которыми было предоставлено фирмой путем работы в партии, работавшей на медных рудниках Шизоя.

Данное месторождение в основной своей части уже давно находится в разработке, и задача, поставленная перед электроразведкой, заключалась в определении отношения найденного разведочной шахтой пропластка и известной залежи.

Укажу кстати, что разведочная шахта была заложена на основании данных электроразведки по методу спонтанной поляризации, проведенной в 1931 г.

Методика спонтанной поляризации не является новостью, и поэтому внимания заслуживают лишь аппаратура и оборудование, применяющиеся фирмой Шлюмберже для данного метода.

Все оборудование партии, производящей замеры спонтанной поляризации методом Шлюмберже, заключается в потенциометре и одном изолированном проводе с двумя неполяризующими электродами, из которых один помещается на треноге потенциометра, а другой, являясь переносным, перемещается по указаниям оператора одним рабочим, так что весь состав партии ограничивается 2 лицами.

Весь запас провода намотан на двух катушках незначительных размеров, укрепленных на самих пикетах, что допускает легкое увеличение и уменьшение длины линии.

В такого рода замерах применение неполяризующих электродов является необходимым, так как использование металлических пикетов при контакте с влажной почвой может вызвать значительные явления поляризации, которые в конечном итоге могут оказаться больше, чем изучаемое явление, и будут подвержены в различных точках большим колебаниям.

Электрод фирмы Шлюмберже состоит из медной трубки, всаженной в пористый сосуд (слабо обожженная глина—шамот), и наполнен насыщенным раствором медного купороса, с избытком кристаллов, чтобы концентрация раствора в обоих электродах была одинаковой. Раствор должен наполнять электроды до самого верха, во избежание окисляющего влияния воздуха при наклоне на контакт раствор—медь.

Пользуясь указанной установкой, разведку производят системой профилей, направленных преимущественно в перпендикулярном направлении к предполагаемой залежи.

При выявлении зоны „электрической активности“ рекомендуется составить детальную карту потенциалов. Именно такой методикой и было намечено место для заложения разведочной шахты, на ко-

торой во время моего пребывания был проведен ряд замеров методом эквипотенциальных линий, путем применения заземления в глубине шахты, для определения направления встречного пласта. Этот тип работы, насколько мне известно, по методике Шлюмберже у нас еще не применялся.

В результате работ установлено замыкание эквипотенциальных линий в одну сторону от шахты и их расширение в направлении известного месторождения, что дало указания о принадлежности найденного пропластка к известной залежи.

Методика этих замеров, точно так же, как методика определения падения пластов путем приложения тока в глубине скважин и вычерчивания эквипотенциальных линий, заключается в следующем.

Заземление *A*, взятое для посылки тока на забое скважины, вызовет появление эквипотенциальных линий, форма которых будет зависеть или от положения и направления металлической залежи или от направления падения пластов, если речь идет о тектоническом исследовании.

В случае определения падения— вычерчивание эквипстенциальных кривых имеет целью определение центра потенциалов, путем исследования линий различных радиусов. Этот центр также можно определить вычерчиванием профилей потенциалов.

Направление падения определяется смещением полюса *A* на поверхности земли.

Опыт показывает, что для того, чтобы разобраться в полученных цифрах и дать по ним правильное заключение, необходимо обладать познаниями в математике, физике и геологии. Всякий отрыв от геологии неизбежно приведет к ложным выводам, основанным на теоретических подсчетах, обычно относящихся к упрощенным случаям, которые почти никогда не встречаются на практике, и поэтому геологические предпосылки никогда не должны выпадать из внимания. Точнее говоря, если геофизика является точной наукой в отношении теории и проведении замеров,—она становится почти беспомощной при переводе полученных замеров на геологический язык.

При всякой интерпретации прежде всего должна быть ясна геологическая задача, должно быть ясно, что именно нужно выявить из всего ряда цифр, полученных полевыми замерами. Всякая задача интерпретации будет заключаться в выявлении среди полученных результатов именно тех, которые могут быть приписаны искомому явлению, и в их геологическом толковании. Всякая ошибка в заключении может вызвать громадные непроизводительные затраты, неоправдываемое вложение капиталов на разработку в неправильно определенных местах, и поэтому сугубая внимательность и учет всех возможностей является необходимым условием при расшифровке данных, полученных полевыми замерами.

Говоря об интерпретации профилей сопротивлений, необходимо указать, что задача интерпретации профиля сопротивлений состоит в детальном изучении всех проявляющихся в нем аномалий, выявлении среди них случайных узкоместных и поверхностных анома-

лий, их исключении и правильной расшировке тех из них, которые логически могут быть приписаны искомому явлению.

Для решения этой задачи прежде всего нужно четко дать себе отчет о длине применяющихся линий и изучить теоретические кривые, получаемые при разных длинах линий и при наличии пород различного сопротивления.

Можно указать, что изменение сопротивления верхнего слоя значительно резче выделяется при меньших длинах линий, когда влияние подстилающего слоя еще не является достаточным.

Что же касается изменения сопротивления подстилающих пород по какому-либо резкому контакту, то подобные явления каждый раз резко проявляются при линиях с большим разносом электродов и являются более затушеванными при малых разносах электродов.

Отсюда можно вывести правило, что *изменения мощности* верхнего слоя сказываются лучше при средних длинах линий, размеры каковых раз в 5-12 превышают мощность данного слоя, тогда как изменение состава, а следовательно, сопротивления подстилающего слоя, наиболее четко вырисовываются при линиях значительно большей длины, раз в 40 превышающей величину мощности наносов.

Из этого вытекает основное правило интерпретации и профилей:

1) Исследованию подвергать как результаты работы с короткими, так и с длинными линиями, не отбрасывая показания более короткой измерительной установки, как бесполезные или малоинтересные, а используя их для учета влияния верхнего слоя.

2) При обсуждении характера аномалий, выявленных профилями, учитывать взаимное расположение проводящих слоев с высоким сопротивлением, данные о чем обычно даются вертикальными зондированиями, предшествующими разведке профилями и служащими основой для выбора длин линий в соответствии с вышеизложенными соображениями.

При обсуждении профилей мы можем столкнуться с тремя основными видами профилей:

1) профиль в виде сплошной зубчатки,

2) профиль с отдельными выделяющимися пиками,

3) профиль расплывчатый, показывающий незначительные колебания параметра.

В первом случае можно говорить о сильном поверхностном влиянии, о недостаточной величине примененной установки или о частой смене пород, что практически делает интерпретацию невозможной.

Во втором случае мы имеем наиболее легкий для интерпретации случай, причем все уточнения могут быть внесены путем изменения вертикального масштаба, что позволит более ясно выявить аномалии.

Третий случай—наличие расплывчатого профиля—в некоторых случаях еще может быть подвергнут обработке, если исследование было обширным и профиль был проведен на достаточную длину. В этом последнем случае даже расплывчатые аномалии могут дать представление о значительных районных тектонических явлениях.

При подобных графиках приходится их подвергать значительной обработке, изменяя вертикальные и горизонтальные масштабы.

Пример подобной обработки можно привести в отношении профилей Затеречной долины, которые при первом взгляде кажутся совершенно неинтерпретируемыми.

В обычно принятом масштабе профили Затеречного района представляли довольно ровную прямую с незначительными колебаниями параметра. Эти колебания в среднем не превышали 5% в ту или иную сторону от значения параметра и, следовательно, заключались в пределах возможных ошибок чувствительности аппарата. Кроме того, нерегулярность колебания сопротивлений от точки к точке делала почти невозможным вычерчивание по данным таких профилей карты сопротивлений.

При увеличении вертикального масштаба в десять раз и при уменьшении горизонтального в два с половиной раза профиль был приведен к виду, который позволил сделать некоторые выводы. Большой масштаб ординаты придал профилю зубчатый вид, но так как амплитуда колебаний не превышает 5% и заключается в пределах возможных ошибок, то стало возможным вычертить среднюю кривую, построив ее не на математических расчетах, а графически.

На этой средней кривой уже отчетливее выделяются некоторые изгибы, сущность которых зависит несомненно уже от причин тектонического порядка.

Профиль начинается у выходов пород на юге и пересекает степь без обнажений и в обычно принятом масштабе не дает возможности судить о строении скрытого наносами района.

Изменение масштаба позволило установить некоторые пункты характерных изломов, что, в результате проведения нескольких дополнительных профилей, привело к выводам о наличии в данном района сброса, известного в местности, отстоящей от изученного района на сотни километров.

Нужно сказать, что такой способ интерпретации, предложенный Шлюмберже, нашел свое применение только единственный раз, именно при разрешении проблемы Терской степи.

Кроме того, весьма важно учитывать при интерпретации направление профилей по отношению к простиранию.

Основание этому видно из следующих соображений.

Осадочные породы, обычно служащие объектом разведки, очень часто с электрической точки зрения являются анизотропными, проводя электрический ток лучше по плоскостям наслоения, чем в перпендикулярном к ним направлении. На практике осадочные породы часто бывают представлены чередованием пропластков глин, мергелей и песчаников; и в таком случае, в силу явлений анизотропии, показания профилей, расположенных в одном и том же районе, но частично в направлении, параллельном простиранию и частично в перпендикулярном, будут значительно отличаться друг от друга. Величину этой анизотропии выражают коэфициентом, равным отношению поперечному к продольному сопротивлению.

Резюмируя сказанное об интерпретации профилей, выскажем следующие положения, которые приняты фирмой Шлюмберже:

1) Перед началом интерпретации необходимо четко представлять себе геологическую задачу, поставленную перед электроразведкой.

2) Учитывать взаимное положение профилей, полученных с большей или меньшей установкой, или по принятой терминологии профиля $AMNB$ и $A_1M_1NB_1$.

3) При отсутствии четких графиков — производить изменение масштаба.

4) Принимать во внимание все привходящие обстоятельства (анизотропия, рельеф и т. д.).

Заканчивая указания по интерпретации профилей, необходимо привести ряд сведений о составлении карт сопротивлений, материалом для которых являются рассмотренные профили.

Для составления карты необходимо нанести на план исследуемой местности все профили с указанием в каждой точке замера полученного параметра. Соединяя одинаковые цифры параллельных профилей линиями, получим сеть кривых, которые будут ограничивать зоны равного сопротивления.

Особенно нужно отметить, что в колебаниях сопротивлений важно относительное изменение параметра, и, следовательно, изменение сопротивления от 5 до 10 будет так же важно, как и переход от 100 к 200. Поэтому для выбора кривых следует брать числа в геометрической прогрессии.

Для случая графиков, взятых в измененном масштабе, подобно вышеприведенному профилю, необходимо прибегать к следующей методике. Взяв среднюю графическую кривую, вычерченную по данным измененного в масштабе профиля, необходимо на ней отметить точки изменения сопротивлений на определенную величину (хотя бы в 1 ом). Затем эти точки перенести на карту и соединить пункты равного значения между собой. В результате получится четкая карта средних сопротивлений, составить которую было бы невозможно без изменения масштаба графиков.

Из числа лабораторных вопросов, проработанных фирмой в 1932 г., заслуживает быть отмеченным метод термометрических исследований для изучения циркуляции жидкости в скважинах.

Этот вопрос для Грозного, на мой взгляд, имеет гораздо большую актуальность, чем это кажется.

К подобным замерам подошли, исходя из следующих соображений. Почти все породы, за исключением нескольких руд, обладающих металлической проводимостью, являются очень плохими проводниками тепла. Наоборот, пористые породы, содержащие проточную жидкость, проявляют себя хорошими проводниками тепла, так как циркуляция жидкости может дать место переносу большего количества калорий в направлении миграции.

Поэтому те точки земной коры, где термический обмен происходит быстро, могут быть точками, где имеется циркуляция жидкости, а исследование направления переноса калорий может дать направление циркуляции жидкости. Чтобы выявить в скважине циркуляцию жидкости путем наблюдений над термическим обменом, появляющимся в результате этой циркуляции, необходимо устано-

вить разницу температур между собственно скважиной и окружающими породами. Хорошо известно, что температура земной коры, начиная с поверхности, увеличивается достаточно регулярно, в зависимости от геотермического градиента, который является изменчивым в зависимости от района, но в каждом данном районе является достаточно постоянным.

При этих условиях, чтобы установить необходимую разницу температур для исследования циркуляции жидкости, достаточно наполнить скважину жидкостью—водой или нефтью, которая обладала бы температурой, отличающейся от температуры окружающих пород, хотя бы в части скважины, подлежащей изучению. Эту разницу температур можно выбрать по желанию в том и другом направлении, но предпочтительнее выбрать холодную воду, учитывая, что залегающие в глубине породы обладают высокой температурой. Поэтому рекомендуется устанавливать разницу температур в отношении: скважина холодная—порода горячая. Для исследования быстроты термического обмена в породах достаточно тогда будет определить быстроту охлаждения породы или, более точно, нагрева колонны жидкости, содержащейся в скважине. Это удобно произвести путем сравнения диаграмм температуры, дающей в каждый данный момент кривую температур жидкости, наполняющей скважину. С практической точки зрения легко получить подобную диаграмму посредством электротермометра.

Подобные замеры позволяют произвести:

1) Определение притока жидкости (притока воды или нефти) в необсаженной части скважины или в части с перфорированными трубами.

2) Исследование циркуляции жидкости в позатрубном пространстве.

Чтобы объяснить технику определения притока воды или нефти в необсаженную часть скважины или в части скважины с перфорированными трубами, в качестве примера возьмем случай необсаженной скважины, встретившей два пористых пласта, дающих в скважину притоки под гидростатическим давлением. Чтобы определить и изучить этот приток, нужно оперировать следующим образом: нужно наполнить скважину относительно однородной и холодной жидкостью, так, чтобы давление этой жидкости было выше гидростатического давления пористых пластов, подлежащих изучению. Это достигается очень легко во вращательных буровых путем продолжительной циркуляции бурового раствора. Затем нужно составить первую диаграмму температуры, которая, если циркуляция была достаточной и если никакого притока воды в скважине не проявилось, должна показать правильную кривую без изгибов. Если же, несмотря на хорошую циркуляцию, будут наблюдаться изгибы на диаграмме, это значит, что противодавление, данное буровым раствором, было недостаточным, чтобы помешать притоку воды. Приток можно устранить, утяжеляя раствор или увеличивая давление при помощи насосов. В конечном итоге получим правильную диаграмму. Затем нужно снижать постепенно противо-

давление со стороны глинистого раствора, путем понижения его уровня, и определять каждый раз после понижения диаграмму температуры. При уменьшении давления раствора должно сказаться несколько аномалий температуры, вследствие действия притока, так как когда противодавление со стороны бурового раствора станет ниже гидростатического давления в пористых пластах, то эти пласты начнут отдавать более горячую жидкость, чем содержащаяся в скважине. Положение изгибов на температурной кривой определит место горизонтов, дающих воду, причем нижняя часть этой аномальной зоны будет соответствовать подошве пористого пласта.

Как второй пример применения этого метода мы дадим исследование миграции жидкости в позатрубном пространстве скважины. Все работники по эксплоатации нефти знают опасность, которая заключается в утечках, происходящих, между нефтеносными и водоносными пластами, вследствие наличия кольцевого пространства между обсадными трубами и породами. Эти утечки могут быть или в виде миграции нефти в пористые водоносные пласты при слабом гидростатическом давлении или же могут быть представлены обратным явлением—заводнением нефтеносных пластов водой из водяных пластов, находящихся под сильным давлением. Обычно пытаются уменьшить эту опасность, закупоривая кольцевое пространство или цементацией или путем различных приспособлений, но практически очень трудно в начале разработки нефтяного месторождении определить уровень, на котором необходимо произвести подобные предохранительные работы.

Указанный метод позволяет выявить наличие сообщений между простыми пластами в позатрубном пространстве, определить уровень пористых пластов, которые отдают воду, и тех, которые эту воду поглощают.

Если мы подготовим скважину таким образом, как это было сказано в предыдущем примере, т. е. наполнив обсадные трубы жидкостью с относительно низкой температурой, и если мы заставим циркулировать эту жидкость в продолжение достаточного времени, то внутри обсадных труб мы получим диаграмму довольно регулярной и низкой температуры.

Породы, окружающие скважину, будучи более нагретыми, чем жидкость, наполняющая обсадные трубы, будут постепенно подогревать эту жидкость по всей длине колонны. Вследствие плохой проводимости пород, этот нагрев будет медленным в тех местах, где не существует движения жидкости позади обсадной колонны. Против же пласта, который дает горячую жидкость в позатрубном пространстве, будет иметься значительный перенос калорий, которые через обсадные трубы будут быстро нагревать в этом месте содержащуюся в трубах жидкость. Поэтому в этом месте появится большой изгиб на диаграмме. Этот изгиб будет дисимметричным так как, горячая жидкость, поднимающаяся в кольцевом пространстве, будет постепенно охлаждаться, лишаясь калорий, передаваемых в жидкость, содержащуюся в трубах. Вследствие легкости терми-

ческого обмена через металлические трубы, между жидкостью, выходящей из пласта, и жидкостью, содержащейся в этих трубах, температура будет выравниваться достаточно быстро в той части скважины, где имеется позатрубная циркуляция, что найдет отражение в форме диаграмм.

Эта методика замеров заслуживает с нашей стороны особого внимания и изучения, так как подобная задача в настоящее время встает во всей остроте перед нашей промышленностью, вследствие имеющегося проекта шахтной разработки нефти в Грозненском районе.

Особые условия Грозненского района, где имеются мощные водоносные притоки, должны заставить с особой тщательностью подойти к вопросу о возможности позатрубной циркуляции воды из нижних горизонтов в пласты, предназначенные под рудничную разработку.

Вполне возможно, что описанный метод поможет избежать излишних затруднений и расходов, которые обычно бывают связаны с появлением воды в том месте, где ее не ожидают.

Нужно указать, что в Пешельбронском нефтяном месторождении, которое мне удалось посетить и ознакомиться с методикой рудничной разработки нефти, неожиданное появление воды из-за плохого закрытия в скважинах или из-за позатрубной циркуляции жидкости было причиной очень тяжелых последствий.

Очевидно, что при осуществлении проекта рудника в Старо-Грозненском месторождении мы должны ожидать не меньших, а скорее больших затруднений с точки зрения возможности затопления выработок, при отсутствии достаточных мероприятий и при недостаточном знакомстве с условиями циркуляции воды между отдельными пластами. Причины такого опасения я вижу в общих условиях Старо-Грозненского месторождения, которое, если не содержит слишком больших количеств воды в пластах, намеченных под разработку, все же имеет ряд водоносных пластов, залегающих значительно ниже, вода из которых при известных условиях может легко подниматься по позатрубному пространству старых скважин, вследствие высокого гидростатического уровня нижележащих водоносных пластов.

Если мы рассмотрим с этой точки зрения Пешельбронское нефтяное месторождение, то встретимся со следующими фактами. Прежде всего, Пешельброн представляет собою моноклинальную складку, разбитую многочисленными параллельными сбросами, идущими в соответствии с основным Рейнским сбросом и разбившими всю нефтеносную площадь на ряд изолированных участков. Сбросы этого месторождения не служат путями миграции нефти, а, наоборот, служат непреодолимым препятствием всякому движению жидкости, будучи заполненными непроницаемыми глинистыми отложениями. Это накладывает определенный отпечаток и на водоносность, которая вообще является более чем ограниченной, вследствие условий залегания самих пористых горизонтов, представленных отдельными линзами весьма разнообразной формы и

величины. Размеры этих линз колеблются от 200—300 *м* ширины до нескольких сотен метров длины, как максимальные, так и как минимальные с шириной 10—20 *м*, но все же достаточно длинные. Мощность этих линз меняется от нескольких сантиметров до 5—6 *м*, но наиболее частые примеры от 50 *см* до 1 *м*.

Любопытно отметить, что в собственно нефтеносных горизонтах воды не встречается, зато в некоторых частях месторождения можно встретить чисто водоносные линзы, обладающие в иных случаях достаточным напором, поднимающим уровень почти до поверхности земли, а в некоторых, правда, редких случаях, даже дающих явления переливания. Правда, можно отметить, что распределение водоносных горизонтов по горизонталям не подчинено какому-нибудь определенному закону, но все же, благодаря большому количеству скважин, их положение более или менее определенно.

Встречающаяся вода обыкновенно соленая, но ближе к поверхности пресная. Термальная вода встречается на глубине 1100 *м*. Несмотря на такое благоприятное положение с водой с точки зрения рудничной разработки, все же количество добываемой воды составляет около 50%, причем основная часть воды получается не из собственно нефтяных пластов, а из чисто водяных, пересеченных какими-либо скважинами.

Добываемая нефть обладает достаточной текучестью, но состав ее непостоянен. В некоторых линзах встречается легкая нефть уд. веса 0,871—0,897, а в других до 0,912—0,919. Преобладающими являются более легкие сорта нефти.

Нефть содержит парафин (2%) и асфальт (20%) и бедна легкими продуктами, давая при перегонке до 150° около 4% бензина.

При сопоставлении с условиями Старо-Грозненского месторождения, не менее важно сравнить количество фонтанирующих скважин и их дебит.

В то время как в Старо-Грозненском месторождении фонтанные явления с пластов, назначенных под рудничную разработку, не были единичными явлениями, а иногда отличались громадной силой и производительностью, выбрасывая значительные количества рыхлого песка, в Пешельбронском месторождении фонтанные явления не отличались ни силой, ни продолжительностью, давая скорее выбросы, чем настоящие фонтаны.

Во всей истории Пешельброна известен только один случай фонтанирования с горизонта, залегающего на глубине 435 *м*, которое продолжалось 62 месяца и в общей сложности дало 10 652 *т*, при начальной производительности в 75 *т*.

Продукция, которой довольствуются в Пешельброне, очень незначительна. Скважины, дающие 50 *л* в день, все же подвергаются периодической откачке. Вообще же самоокупающейся скважина считается, если она дает 300 *л*. В таком случае на ней имеется самостоятельный насос, приводимый в движение мотором 3 л. с. Интересно отметить, что остановка моторов при понижении уровня нефти в скважинах производится автоматически.

Приведенные выше цифры достаточно характерны для сопоставления со Старо-Грозненским месторождением, где скважины выводились из эксплоатации, давая 1—1,5 *т* в день, что отнюдь не служит доказательством истощенности месторождения и указывает на желательность применения дополнительных методов эксплоатации, которые помогли бы извлечь нефть, оставшуюся в недрах.

Основное, на чем мне хотелось бы сосредоточить внимание конференции, это на методике рудничной разработки, проект которого утвержден и который, по моему мнению, должен быть в некоторой части изменен.

Основной вопрос, который я поставил бы перед конференцией, это система проведения штреков. Весьма важно решить вопрос, как вести разработку, в самом пласте или вне его.

Принятый нами проект предусматривает проведение выработок в пласте. Не считая себя компетентным решить вопрос категорическим образом, я лично стою за проведение выработок вне пласта, затрагивая пласт в отдельных точках. Основанием этому мнению служат мои наблюдения и впечатления при посещении рудных разработок Пешельбронского месторождения.

Если мы рассмотрим историю развития подземных разработок Пешельброна, то увидим, что они предпринимались два раза, со значительным разрывом во времени между двумя попытками, при разной степени развития техники.

Отмечу прежде всего, что начало рудничной разработки нефти в Пешельброне относится к 1735 г., когда нефть добывалась простыми колодцами. Этот период разработки, правда сопровождаемый различными нововведениями техники, продолжался до 1888 г., когда скважины вытеснили добычу шахтами. Заслуживает внимания, что в этот период подземный метод испытал ряд видоизменений, аналогичных тем, которые произошли при рудничной разработке в значительно более позднее время, при более высоком состоянии техники.

Отмечу прежде всего, что в самом начале разработки речь шла о выработках на глубине десятка метров и о добыче горючего, даже не нефти, а очень густого жирового вещества, плотностью до 0,970, с большим содержанием асфальта, которое не обладало текучей способностью. Поэтому было необходимо производить выемку песка и добывать нефть промывкой породы.

Следующий этап, который нужно отметить, это — развитие работ на глубинах от 35 до 75 *м*, когда была встречена хотя тяжелая уд. веса 0,945, но все же текучая нефть. Характерно, что хотя показатели добычи были хорошие, все же состояние техники того времени не справилось с затруднениями, которые встретились в вопросах вентиляции. Интересно, что, несмотря на установленную бедность месторождения газами, оказалось невозможным наладить снабжение разработок воздухом, при проведении выработки в самом пласте. Это дало повод к свертыванию работ. Примерно в это же время, на глубинах 75—100 *м* был вскрыт ряд линз, которые дали выбросы воды, нефти и песка-плывуна. Вследствие этого, методика

работы по пласту была оставлена и перешли к выработке месторождения путем прокладки штреков над пластом, вскрывая его отдельными выемками.

Второй период, который исчисляется с 1917 г., как бы повторил историю разработки прошлых столетий. Сначала разработки велись по самой залежи, затем перешли к проведению штреков непосредственно над линзой, вскрывая ее сплошной канавой, а в последнее время штреки ведутся на некотором расстоянии под залежью, затрагивая ее путем отдельных скважин и колодцев.

Таким образом, штреки, которые по первоначальному проекту должны были выдавать породу для ее промывки и извлечения нефти, стали служить цели непосредственного дренажа нефти, а затем они стали только отправным местом для бурения скважин или проведения колодцев, на которые легла основная роль эксплоатационных единиц.

Над этим вопросом, очевидно, нам, взявшим проект разработки на пласт, придется задуматься и взвесить, стоит ли нам слепо итти по утвержденному проекту или его следует пересмотреть и сказать, что разработка по пласту нам не подходит.

Следует не голосовно отрицать непригодность представленного проекта, а рассмотреть проект в соответствии с условиями нашего месторождения и сказать, что эта часть отвечает нашим условиям, а это подлежит пересмотру.

Заканчивая свой доклад на этом, я прошу конференцию сосредоточить свое внимание на водяных и температурных условиях. Если мы будем вести разработку по пласту, то, по моему мнению, мы столкнемся с затруднениями из-за воды.

Мы не знаем точно положения скважин, которые проводят воду из нижележащих горизонтов. Мы не знаем степени искривления скважин, что очевидно очень осложнит нашу проходку из-за неверного представления о строении района в данном месте.

Можно указать, что в Пешельброне около 15% скважин прошли многие горизонты, совершенно их не заметив. Едва ли больший процент у нас обладает достаточной точностью.

Поэтому стоит ли итти на большие затруднения, которые несомненно будут при выработке по пласту, когда можно добиться тех же результатов при меньших опасностях, правда, при большем времени, затраченном на довыработку.

A. Shaiderov.

13. SOME CONCLUSIONS FROM AN INSPECTION OF THE ELECTROMETRIC WORKS EXECUTED BY THE FIRM SCHLUMBERGER DURING A STAY IN FRANCE.

(*Report at the Plenary Meeting of the Second Conference*).

Summary.

In connection with the question of development of the Old Grozny Field by the mining method *A. Shaiderov*, in the second half of his report on the observations made by him during his stay in France, discussed at some length the question of circulation outside the casing of water penetrating from the lower horizons into the seams assigned for mine development. The speaker noted that in the Peschelbronn deposit which he has visited, sudden appearance of water due to the circulation of fluids outside the casing has often been the cause of serious consequences. In order to show the direction of the research works required in connection with this question, *A. Shaiderov* exposed the data worked out by the Firm Schlumberger in 1932, concerning the use of the method of thermometric investigations of the circulation of fluids in the well.

The method described by him allows to establish the presence of communications between porous seams in the space outside the casing and to determine the level of porous seams both of those giving off water and of those absorbing it.

In conclusion, on comparing the geological structure of the Peschelbronn deposit developed by the mining method with that of the Old Grozny field assigned for such kind of development *A. Shaiderov* advanced a number of propositions concerning the revision of the project of mine-development of the Old-Grozny field. In essentials he spoke against the system adopted in this project of driving the workings within a single seam, basing his viewpoint on his conclusions from the sum of materials from the Old Grozny District and the observations made by him in Peschelbronn.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ПЛОЩАДЯМ ГРОЗНЕФТИ

1878 г.

1. *Лисенко Н. И.* Нефтяное производство, составленное по новейшим данным. СПБ.

1893 г.

2. *Е. А.* Нефтяной фонтан на грозненских нефтяных промыслах. „Горн. журн.", т. IV, № 10—11, стр. 281.

3. *Майков А.* Краткий очерк разведок на землях стан. Вознесенской в связи с развитием грозненского нефтяного дела. 13 стр. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

1894 г.

4. *Коншин А.* Перспективы развития Грозненского нефтепромышленного района. 5 л. Рукопись хранится в фонде НКТП.

1895 г.

5. *Тумский К. И.* Нефтяная промышленность в Терской области и грозненская нефть. „Техн. сборн.", № 9—11.

1897 г.

6. *Konchin A.* De Wladikavkaz aux gisements de naphte de Grozny. Guide de excursions de VII Congrés Géolog. Internat. St. Pétersbourg, p. 1—4 (XVIII).

7. *Харичков К. В.* Сернистые соединения грозненской нефти. „Ж.Р.Ф.-Х.О.", стр. 415—420.

1898 г.

8. *Коншин А.* Геологическое описание грозненской нефтяной площади и нефтяных месторождений Терской области и Каспийского побережья. Мат. д. геол. Кавказа, сер. II, кн. 6, изд. Упр. горн. части Кавк. края, Тифлис.

9. *Стрижов И. Н.* Отчет по командировке на Кавказ для геологических исследований. „Бюлл. Моск. о-ва естеств.", нов. сер., XII. Протоколы, стр. 34—42.

1899 г.

10. Начатие разведочных работ на запад от Грозненской промысловой площади. „Нефт. дело", № 8, стр. 397.

11. Нефть в стан. Вознесенской. „Нефт. дело", № 21, стр. 1130.

12. Нефтяные фонтаны „Грозненский район". „Кавказ", № 245, Тифлис.

13. *Харичков К. В.* Характер химического состава грозненской нефти. „Ж.Р.Ф.-Х.О.", т. XXXI, стр. 655—658.

14. *Stane A. F.* Das Naphtavorkommen von Wosnessensk bei Wladikaukas. „Chem. Ztg.", Bd. XXIII, s. 161.

1900 г.

15. *Г. И.* Номенклатура пород Грозненского района. „Нефт. дело", № 2, стр. 82.

1904 г.

16. *Иванов А. П.* О некоторых геологических наблюдениях у Грозного, Терской области. Прот. Юр. о-ва естеств., т. XIV, стр. 47—50.

1900 г.

17. *Юшкин Е. М.* Номенклатура пород Грозненского нефтяного района. „Вестн. горн. дела и орош. на Кавказе", 2-й Сборн. тр. Терского ОРТО.

18. *Юшкин Е. М.* Терминология пород Грозненского района. Сборн. тр. Терского ОРТО, стр. 42.

19. *Stane A. F.* The Grozny Oil Fields. „Petrol. Ztschr.", v. 1, p. 365.

1901 г.

20. *Г. И.* Номенклатура пород Грозненского района. „Нефт. дело", № 3, стр. 193.

21. *Манин-Тарновский.* Общий обзор Терской нефтяной промышленности.

22. *Соколов Н.* Отчет о поездке на Кавказ, в районы детальных исследований нефтеносных площадей. Отд. оттиск из т. XX „Изв. Геол. ком.", № 50, СПБ.

23. *Юшкин Е.* Производительность скважин Грозненского нефтяного района в 1900 г. „Горн. журн.", ч. III, стр. 334.

24. *Юшкин Е. М.* Характеристика эксплоатируемых грозненских участков в отношении фонтанных явлений. „Вестн. горн. дела и орош. на Кавказе", № 12, стр. 6; № 13, стр. 9.

25. *Stane F.* The Vosnessensk Oil Fields. „Petroleum", p. 480.

1902 г.

26. Алфавит частновладельческих и заявочных участков по Грозненскому нефтепромышленному району. Приложение к карте Грозненского района, сост. Жирули, стр. 1—16, Владикавказ.

27. *Стрижов И. Н.* Несколько соображений о Грозненском нефтяном месторождении. Доклад на общ. собр. Терск. ОРТО, 19/X 1902 г. Владикавказ.

28. *Харичков К. В.* О составе и технических свойствах нефтей русских месторождений. Баку, 184 стр.

29. *Angermann C.* The oil-fields of the Anglo-Russian Maximoff Company Limited (Grosni). „Petr. Rev.", s. 369—371.

1903 г.

30. *Калицкий К. П.* Геологическая карта Грозненского нефтеносного района.

31. *Маковский В.* Общие сведения о состоянии грозненских промыслов в 1902 г. „Нефт. дело", № 10, стр. 557—564.

32. Нефть. „Грозненский округ". „Изв. Геол. ком.", стр. 286.

33. Нефть. „Грозн. торг.-пром. бюлл.", № 47, стр. 6.

34. *Соколов Н. А.* Исследование нефтяных площадей Кавказа, предпринятое Геологическим комитетом. Тр. I Всеросс. Съезда деят. по практ. геологии и разв. делу.

35. *Стрижов И. Н.* О Грозненском нефтяном месторождении. „Горн. журн.", т. I, № 1, стр. 76.

36. *Стрижов И. Н.* По поводу доклада „Несколько соображений о Грозненском нефтяном месторождении". „Грозн. торг.-пром. бюлл.", № 74, стр. 5 и № 75, стр. 6.

1903 г.

37. *Харичков К. В.* Соленый источник в Терском хребте. Тр. Терск. ОРТО, Грозный, стр. 103—104.

38. *Юшкин, Е. М.* (горн. инж.). Грозненское нефтяное дело. „Изв. о-ва горн. инж.", № 8, стр. 44.

39. *Юшкин Е. М.* Грозненское нефтяное месторождение и теория нефтяных пластовых жил. „Нефт. дело", № 18, стр. 1157.

40. *Юшкин Е. М.* Геологические исследования Грозненского нефтяного месторождения в 1901—1902 гг. „Изв. Геол. ком.", 1903 г., т. 22, № 10, стр. 619.

41. *Юшкин Е. М.* Фонтанная добыча на грозненских промыслах за 1902 г. „Нефт. дело", № 10, стр. 563.

1904 г.

42. *Иванов А.* Новые данные по геологии кавказских нефтеносных месторождений. „Нефт. дело", № 3, стр. 216—222.

43. *Иванов А.* Нефть. „Грозненский округ". „Изв. Геол. ком.", стр. 35.

44. *Стрижов И. Н.* Геологическое строение Грозненского нефтяного месторождения. „Грозн. торг.-пром. бюлл.", № 120, стр. 3; № 121, стр. 3; № 122, стр. 4; № 123, стр. 4; № 126, стр. 4.

1905 г.

45. *Стрижов И. Н.* О закрытии воды в скважинах Грозненского нефтяного месторождения. Из „Тр. БОРТО“ за 1905 г., в. V—VIII, Баку.

46. *Стрижов И. Н.* О запасах нефти Грозненского нефтяного месторождения. „Грозн. торг.-пром. бюлл.“, № 130, стр. 2; № 139, стр. 1; № 140, стр. 1; № 141, стр. 2.

47. *Стрижов И. Н.* Геологическое строение Грозненского хребта. Bull. d. e. Soc. Imp. d. Naturalistus de Moscou, № 1 (2) 3, стр. 16, приложения.

48. *Стрижов И. Н.* О строении Грозненского нефтяного месторождения. „Горн. журн.“, т. 1, № 3, стр. 383.

1906 г.

49. *Калицкий К. П.* Грозненский нефтеносный район. Тр. Геол. ком., нов. сер., вып. 24, СПБ.

50. Нефть. Терская область. „Малая Чечня“. „Изв. Геол. ком.“, стр. 38.

51. *Брайнин М. М.* и *Юшкин Е. М.* Приложение к карте Грозненских нефтяных промыслов. Грозный, стр. 1—12.

52. *Стрижов И. Н.* Разрез слоев средней части Грозненского нефтяного месторождения. Отд. оттиск из XXV кн. „Зап. Кавк. отд. Р. геогр. о-ва“. Тифлис.

53. *Харичков К. В.* О составе соляной массы воды грозненских нефтяных месторождений. „Нефт. дело“, № 8.

54. *Юшкин Е. М.* Участок Глушкова в Грозном, как неутилизируемый резерв. „Нефт. дело“, № 7, стр. 302.

1907 г.

55. *Линдтроп Н.* Доклад о благонадежности пром. № 3. 7/IX 1907 г. 7 л. НКТП.

56. Парафиновая нефть в Грозном. „Нефт. дело“, № 15, стр. 1134. **1908 г.**

57. *Стрижов И. Н.* Новые данные по геологии Грозненского нефтяного месторождения. Отзыв о книге К. П. Калицкого „Грозненский нефтеносный район“. Доклад на общ. собр. Терск. ОРТО 19/III 1908 г. Изд. Терск. ОРТО. Грозный.

58. *Фегреус Т.* Месторождение нефти стан. Вознесенской Терской области. 20/X, 6 л. Рукопись хранится в фонде НКТП.

1909 г.

59. *Коншин А. М.* Строение грозненских нефтеносных площадей, размеры и относительная благонадежность ее районов. Тр. Терск. ОРТО, вып. 2, стр. 107—170.

60. *Попелышко А. А.* Грозненская нефтяная промышленность.

61. *Стрижов Н. И.* О необходимости установления отдельных горизонтов для закрытия воды в скважинах Грозн. нефтяного месторождения. Тр. Терск. ОРТО, вып. 2, стр. 49—51.

62. *Юшкин Е. М.* Грозненская нефтепромышленность в прошлом и будущем. Тр. Терск. ОРТО, Грозный.

63. *Юшкин Е. М.* Грозненское нефтяное месторождение (геолого-промышленный статистический очерк). Из сборника „Тр. Терск. ОРТО“, вып. 2, Грозный.

64. *Юшкин Е. М.* Начало грозненской нефтепромышленности в очерках. Екатеринодар, стр. 50.

65. *Юшкин Е. М.* Производительность грозненских нефтяных промыслов за все время существования их до 1909 г., в разделении по участкам, скважинам и годам. Грозный, стр. 12.

66. *Höfer H.* Das Erdöl. Bd. II, Leipzig (Grosni), стр. 700.

67. *Андрусов Н.* Вознесенская нефть (юго-вост. часть). 8 л. Рукопись хранится в фондах Нефтяного сектора НКТП.

1910 г.

68. *Попелышко А. А.* Грозненские нефтяные промысла. Тр. Терск. ОРТО, вып. 1, стр. 101—116.

69. *Стрижов И. Н.* Белая нефть в Грозном. Черты из жизни грозненской нефти. Из вып. 1 Тр. Терск. ОРТО, Грозный.

1911 г.

70. *Стрижов И. Н.* Вознесенское нефтяное месторождение (доклад). I—XI. 16 л. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

71. *Стрижов И. Н.* Западный район нефтяных промыслов. Тр. Терск. ОРТО, вып. 1.

72. *Стрижов И. Н.* Одна из глубоких скважин на южном склоне Грозненского нефтяного месторождения. Из вып. 4 Тр. Терск. ОРТО, Грозный.

73. *Стрижов М.* Установление горизонтов для закрытия воды в скважине средней части Грозненского нефтеносного района. Тр. Терск. ОРТО, вып. 3, стр. 46—61.

74. *Hatere A.* Note sur le gisement petrolifère de Grosni. Journ. d. Pétrole. v. XI, p. 178—180.

1912 г.

75. *Глуд В. Г.* О закрытии воды в скважинах на Грозненских нефтяных промыслах. Тр. Терск. ОРТО, вып. 4, стр. 1—8.

76. *Коншин А. М.* Несколько слов об условиях нефтеносности на земле Белика в окрестностях Грозного. Из вып. 3 Тр. Терск. ОРТО, Грозный.

77. *Стрижов И. Н.* Вознесенское нефтяное месторождение (доклад). 12—X. 38 л. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

78. *Стрижов И. Н.* Вознесенское нефтяное месторождение. (Исследование). 43 стр.

79. *Стрижов И. Н.* Западный район грозненских нефтяных промыслов. I часть (доклад на общ. собр. РТО 10/XII 1911 г. и 10/I 1912). Из вып. 1 Тр. Терск. ОРТО, Грозный.

80. *Юшкин Е. М.* Заключение о Вознесенском районе. IX 1912 г. НКТП.

1913 г.

81. *Андрусов Н. И.* О нефтеносности земель, расположенных по склону горы Аргу-карт (Белик) к югу от Грозного. „Изв. Геол. ком.", прот., стр. 193.

82. *Геологический комитет.* Отчет о состоянии и деятельности за 1913 год. СПБ, стр. 1—124. (Алдын. нефт. район).

83. *Геологический комитет.* Отзыв о земле Белика, 11—IV, 4 л. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

84. *Желиховский Д. М.* Геологические изыскания нефтяной местности Алды, Беллик и левого берега р. Сунжи. 27—IV, 2 л. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

85. *Петунников Г. А.* Земли с. Алды (Белик, Чермаева, Курумова). 8—XI. 1 л. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

86. *Родненский Н.* Отчет о поездке в стан. Вознесенскую. 1—XI, 2 л. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

87. *Савченко А. С.* Предварительный отчет о геологическом строении Терского хребта. 24—VIII, 6 стр. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

88. *Савченко А. С.* Предварительный отчет о геологическом строении Терского хребта. 4 стр. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

89. *Юшкин Е.* Страничка из прошлого Грозного, Баку и Дагестана. Из 2 вып. Тр. Терск. ОРТО за 1913 г.

90. *Lindtrop N.* Die Naphtalagerstätten bei Grosny. „P. Z.", № 11, стр. 739.

91. *Иванов А. В.* Программа буровых работ на 1914 г. Англ.-Русск. Макс. О-ва. 18—I, 27 л. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

92. Нефть—геология. Алдынский нефтеносный район. Изв. Геол. ком., стр. 176.

93. *Савченко А. С.* Докладная записка о заявках Нобель на Терском хребте. 10—X, 4 стр. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

94. *Смирнов Н. Н.* Докладная записка о заявочных площадях в Терском хребте. 31—X, 1 л. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

95. *Стржетельский П.* и *Линдтроп.* Нефтяные месторождения вблизи Грозного. „Нефт. дело", № 12, стр. 12.

96. *Стрижов И. Н.* Письмо в правление Т-ва Нобель об открытии новой антиклинали спаниодонтелловых слоев к востоку от Грозного. 6—I. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

1915 г.

97. *Желиховский Д. М.* Доклад о шурфовочных работах в Вознесенском районе с 1/V по 22/IX 1915 г. 22—IX, 22 л. Рукопись хранится в фонде Нефтяного сектора НКТП.

98. *Желиховский Д. М.* Записка о геологических изысканиях района стан. Вознесенской. 13—VII, 6 л. Рукопись хранится в фонде НКТП.

99. *Желиховский Д. М.* Письмо о заявке Львова в Вознесенском районе с приложением заключения геолога Прокопова. 5—IX, 5 л. Рукопись хранится в фонде НКТП.

100. *Косыгин А. И.*, горн. инж. Докладная записка об уч. № 137 в Старо-Грозненском районе. 3 л. 5—VIII. Рукопись хранится в фонде НКТП.

101. Нефть—геология. Алдынский нефтяной район. Изв. Геол. ком., № 2, стр. 255.

102. *Прокопов К. А.* Новый Грозненский нефтяной район. Отд. оттиски из т. XXXIV. Изв. Геол. ком., № 272.

103. *Прокопов К. А.* Новый Грозненский нефтяной район. Предв. отчет. Изв. Геол. ком., т. XXXIV, стр. 255—268.

104. *Стржетельский Г. А.* О строении нового нефтеносного района в Грозном. Тр. Бакинск. ОРТО, № 6, стр. 40.

1916 г.

105. *Карк И.*, горн. инж. О заявках М. С. Богдатьяна близ Соленой балки. 13—XI, 2 стр.

106. *Савченко А. С.* Геологическое строение Терского хребта на земле Алхазова. 26—I, стр. 4. Рукопись хранится в фонде НКТП.

107. *Шаповалов А. П.* Старо-Грозненское нефтяное месторождение. „Южн. инж.", 1916. Екатеринослав, стр. 57—68.

1917 г.

108. *Линдтроп Н.* Доклад о благонадежности участков №№ 56185—56187 в Грозном. 22—IX. Рукопись хранится в фонде НКТП.

109. Протоколы геологического совещания в т-ве Нобель о некоторых месторождениях Терской области (Беной, Вознесенский район и земля кн. Алхазова) от 15/XII 1915 г. и 9/IX 1917 г. Рукопись хранится в фонде НКТП.

110. *Прокопов К. А.* Терская область. Вознесенский нефтеносный район. Изв. Геол. ком., т. 36, № 1, стр. 69—70, отчет.

111. *Савченко А. С.* Докладная записка о Вознесенском районе. 1—III, 9 л. Рукопись хранится в фонде НКТП.

112. *Савченко А. С.* Окаменелости, встреченные в скважинах Вознесенского района. 26—I, 2 л. Рукопись хранится в фонде НКТП.

113. *Фегреус Т.* Несколько слов по поводу водоносных и нефтеносных пластов на Ново-Грозненских промыслах. IV, 6 л. Рукопись хранится в фонде НКТП.

114. *Цицианов С. А.* Доклад об установлении номенклатуры пластов Ново-Грозненского района. 10—VIII, стр. 4. Рукопись хранится в фонде НКТП.

1918 г.

115. *Прокопов К. А.* Краткий отчет об исследовании воды в районе хуторов Васильевского и Кузнецова против Старо-Грозненского района Терской обл. Артезианские воды и Монакай-Юртовские горячие источники. Изв. Геол. ком., т. XXXVII

116. *Чарноцкий С. И.* Геологические исследования в Старо-Грозненском районе Изв. Геол. ком., т. 37, № 1, стр. 297.

1919 г.

117. *Козьмин В. М.* К геологии Вознесенского нефтяного месторождения Терской области. Вестн. пут. сообщ. и промышл. Ростов н/Д.

118. *Прокопов К. А.* Нефтеносные районы Терской области. Стр. 73—76.

119. *Прокопов К. А.* Нефтеносные районы Терской области. КЕПС, т. IV, Н.-Грозн. нефт. район, стр. 75—78.

1920 г.

120. *Губкин И. М.* Грозненский нефтеносный район. „Нефт. и сланц. хоз." № 4—8, стр. 28—42.

1921 г,

121. *Богданович К. И.* Очерк месторождений нефти и других битумов. Ч. I, стр. 103—104. ВСНХ РИО, сер. редакц. „Нефт. и сланц. хоз.", II.

122. *Губкин И. М.* Грозненский нефтеносный район. Отд. оттиски из „Нефт. и сланц. хоз.", № 4—8.

1922 г.

123. *Губкин И. М.* Об обводнении нефтяных месторождений Бакинского и Грозненского районов. „Нефт. и сланц. хоз.", № 7—8, стр. 362—366.

124. *К. П.* О расширении буровых работ в Старо-Грозненском районе. „Грозн. нефт. хоз.", № 5—6.

125. *Линдтроп Н.* Вода в XIII пласте Ново-Грозненского района. „Грозн. нефт. хоз.", № 1, стр. 12—18.

126. *Линдтроп Н.* К вопросу о происхождении воды в Соленой балке. „Грозн. нефт. хоз.", № 2—3, стр. 31—33.

127. *Линдтроп Н.* Неблагополучие в режиме фонтанов Грозненского района. „Грозн. нефт. хоз.", № 7—9, стр. 66—69.

128. *Линдтроп Н.* Связь между содержанием парафина грозненских районов и температурой пластов. „Азерб. нефт. хоз.", № 4—5 (5—6), стр. 83.

129. *Прокопов К. А.* Ново-Грозненский (Алдынский) нефтеносный район. Исследования 1914 г. Тр. Геол. ком., нов. сер., вып. 134, II.

130. *Прокопов К. А.* Терские месторождения. „Нефт. и сланц. хоз.", № 7—8, стр. 393.

131. *Сельский В.* Прохождение нефтей через осадочные породы в связи с петрографическим составом пород Грозненского нефтеносного района. „Грозн. нефт. хоз.", № 7—9, № 1—2.

132. *Сельский В.* О буровых водах Грозненской нефтяной площади. „Грозн. нефт. хоз.", 1922 г., № 4.

133. *Ткачев Н.* Разработка недр Старо-Грозненской нефтяной площади. „Грозн. нефт. хоз.", №№ 2, 3 и 4.

134. *Чарноцкий С.* Методы подсчета запасов нефтяных месторождений и опыт их применения к Грозненскому и Майкопскому районам. Сер. ред. журн. „Нефт. и сланц. хоз.", стр. 70.

1923 г.

135. *Аккерман.* Результаты первых анализов нефтяного газа Грозненского района. „Грозн. нефт. хоз.", № 5—8, стр. 48—49.

136. *Кудрявцев Н. А.* О залегании нефти в сарматских слоях Ново-Грозненского района. „Нефт. и сланц. хоз.", № 3, стр. 402.

137. *Линдтроп Н.* Классификация буровых вод Грозненского района. „Нефт. и сланц. хоз.", № 3, реф. 160.

138. *Линдтроп Н.* О рациональной разработке грозненских районов. „Грозн. нефт. хоз.", № 1 (10—11), стр. 10—16.

139. *Линдтроп Н.* Разработка грозненских залежей нефти. „Грозн. нефт. хоз.". № 5—8, стр. 53—61.

140. *Майков И. И.* Вознесенский нефтеносный район и перспективы его развития. „Топл. дело", № 5.

141. *П. К.* Геологические исследования в районе Грознефти. „Нефт. и сланц. хоз.", № 6, реф. 434.

142. *Прокопов К. А.* Из отчета о геологических исследованиях в Вознесенском районе. „Нефт. бюлл.", № 18, стр. 7.

143. *Прокопов К. А.* Краткое сообщение о геологических работах в Вознесенском районе в 1923 г. „Грозн. нефт. хоз.", № 1—3, стр. 31—32.

144. *Р. З.* Ход бурения на грозненских нефтяных промыслах за октябрь—март 1922—23 гг. „Грозн. нефт. хоз.", № 3—4 (12—13), стр. 68—70.

145. *Севастьянов Д.* Холодная и горячая вода Грозненского района. „Грозн. нефт. хоз.", № 5—8.

146. *Сельский В.* Опыт подсчета запасов нефти Грозненского месторождения по объемному методу. „Грозн. нефт. хоз.", № 9—10 (18—20), стр. 49—53.

147. *Стрижов И. Н.* Методы разработки нефтяных месторождений. „Грозн. нефт. хоз.", 1923 г., № 3—4, стр. 63—68.

148. *Стрижов И. Н.* Новый фонтан в Грозном. „Нефт. бюлл.", № 13.

1924 г.

149. *Кудрявцев Н. А.* Ново-Грозненская нефтеносная площадь. Изв. Геол. ком., т. 43, № 2.

150. *Линдтроп Н. Т.* Фонтаны Ново-Грозненского района. „Нефт. бюлл.", № 16, стр. 7.

151. *Надежденский Н.* К вопросу об использовании горячей воды в Грозном „Грозн. нефть", № 1—3, стр. 95—96.

152. *Прокопов К. А.* Геологическое строение западной части Терского хребта. Изв. Геол. ком., стр. 515.

153. *Прокопов К. А.* Геологическое строение западной части Терского хребта. Изв. Геол. ком., № 5, т. 43, стр. 515—534.

154. *Прокопов К. А.* Краткие сообщения о геологических работах в Вознесенском районе. „Нефт. и сланц. хоз.", № 5—6, реф. 1406.

155. *Саханов А. Н.* и *Лучинский И. О.* Буровые воды Грозненского района. „Нефт. и сланц. хоз.", т. VI, стр. 239; т. VII, стр. 323, № 8.

156. *Саханов А. Н.* и *Лучинский И. О.* Классификация буровых вод Грозненского района. „Грозн. нефт. хоз.", № 1—3, стр. 85—86.

157. *Стрижов И. Н.* По поводу статьи проф. Саханова и И. О. Лучинского „Буровые воды Грозненского района". „Нефт. и сланц. хоз.", т. VI, стр. 265.

158. *Стрижов И. Н.* Фонтаны в Грозном (скв. № 3, уч. 33; скв. № 3, уч. 130; скв. № 1, уч. 33). „Нефт. бюлл.", № 14, стр. 5.

159. *Шаповалов А.* Обобщенный разрез Старо-Грозненского нефтяного месторождения. „Нефт. и сланц. хоз.", № 10, реф. 792.

1925 г.

160. *Кудрявцев Н. А.* Некоторые выводы из результатов нового бурения в Грозненском районе. („Н.-Грозн. район. Соленая балка"). Вестн. Геол. ком., № 4, стр. 17.

161. *Кудрявцев Н. А.* О разведочном бурении на нефть на г. Ташкала. Вестн. Геол. ком., № 3, стр. 8—12.

162. Кривые добычи нефти в Старо-Грозненском районе за 1910—1917 гг. и 1920—1925 гг. Рукопись хранится в фонде ЦНИГРИ (Ленинград), мат. 21, 415—28—9, 2 л.

163. *Леднев Н.* К вопросу об обводнении Старо-Грозненского нефтяного района. Доклад на совещании по вопросу охраны и рационального использования нефт. недр. Рукопись хранится в фонде ЦНИГРИ, мат. 23, 415—28—9, стр. 9.

164. *Линдтроп Н. Т.* Буровые воды Ново-Грозненского района. „Нефт. и сланц. хоз.", № 6, стр. 203.

165. *Линдтроп Н. Т.* Карта Ново-Грозненского района. „Нефт. и сланц. хоз.", № 1, реф. 2075.

166. *Линдтроп Н. Т.* Обводненность скважин Ново-Грозненского района. „Нефт. хоз.", № 7, стр. 42.

167. *Линдтроп Н. Т.* Режим нефтяных фонтанов Грозненского района. „Нефт. и сланц. хоз.", № 4, стр. 607.

168. *Линдтроп Н. Т.* Фонтан № 13—54 (О роли воды в Грозненском нефтяном месторождении). „Грозн. нефт. хоз.", № 5—8.

169. *Лучинский И.* и *Буторин Н.* Нефти Грозненского района. „Нефт. хоз.", № 8, т. 9, стр. 201.

170. *Миронов С. И.* Нефть. Геол. ком. Обзор минер. ресурсов, вып. 28, стр. 25—34.

171. *Прокопов К. А.* План разведочно-эксплоатационных буровых работ в Вознесенском районе в связи с его геологическим строением. Рукопись хранится в фонд ЦНИГРИ, мат. 7, 415—28—9, стр. 12.

172. *Прокопов К. А.* Результаты геолого-разведочных работ в Вознесенском районе. Вестн. Геол. ком., № 3, стр. 6.

173. *Рогозинский Н. А.* Исполнение Грознефтью постановлений комиссии И. Н. Стрижова 1923 г. и состояние грозненских нефтяных месторождений в отношении их обводнения по данным на 1/X 1925 г. Рукопись хранится в фонде ЦНИГРИ (Ленинград), мат. 60, 415—28—9, стр. 27.

174. *Севастьянов Д.* Водоснабжение Грознефти из Алдынских ключей. „Нефт. хоз.", т. IX, № 9, стр. 391.

175. *Смирнов И. Н.* Геолого-разведочные районы Грознефти в 1923/24 оп. году. „Нефт. и сланц. хоз.", 1925, т. VIII, № 2, стр. 397—399.

176. Справочник по нефтяному делу. Центр. Упр. печати ВСНХ СССР. Москва. часть I (стр. 23—44).

177. *Стрижов И. Н.* О рациональной разработке нефтяных месторождений Грозненского района. Рукопись хранится в фонде ЦНИГРИ (Ленинград), мат. 59, 415—28—9, стр. 30.

178. *Чарыгин А. К.* О Соленой балке. „Нефт. и сланц. хоз.", т. IX, № 7, стр. 47—54.

179. *Шаповалов А. П.* О состоянии нефтяных недр Старо-Грозненского района. Рукопись хранится в фонде ЦНИГРИ (Ленинград), мат. 24, 415—28—9, стр. 11.

1926 г.

180. *Арутюнов.* О фонтанах Соленой балки. „Нефт. хоз.", т. X, № 6, стр. 757—771.

181. *Леднев Н. М.* К вопросу о строении Старо-Грозненской антиклинали. „Нефт. хоз.", т. IX, № 4.

182. Обзор мировой и советской нефтяной промышленности.

183. *Стрижов И. Н.* Механизм образования Старо-Грозненской антиклинали. „Нефт. хоз.", № 2, стр. 173.

184. *Стрижов И. Н.* Что можно ждать от грозненских фонтанов (беседа). „Нефт. бюлл.", № 9, стр. 2.

185. *Танасевич М. Г.* К вопросу о тектонике Соленой балки. „Нефт. хоз.", т. XI, № 11—12, стр. 670.

186. *Шаньгин С. Н.* Мощность спаниодонтелловых слоев в Ново-Грозненском районе. „Нефт. хоз.", № 4, стр. 488.

1927 г.

187. *Богаевский.* Грозненские нефтяные газы. „Нефт. хоз.", т. XII, № 1, стр. 21—30; т. XV, 1928 г. № 11—12, стр. 636.

188. *Жданов М. А., Ильинский С.* и *Танасевич М. Г.* Карта Старо-Грозненского нефтяного района, масштаб 1 : 10.000. Геолог. Бюро Грознефти.

189. *Кудрявцев Н. А.* Геологическое строение района г. Ташкала. „Нефт. хоз.", т. XIII, № 7.

190. *Lindtrop N.* Outline of water problems in the New Grosny oil field, Russia. „Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geolog.", vol. 11, № 10, стр. 1035.

191. *Линдтроп* и *Шаньгин.* Карта Ново-Грозненского нефтяного района. Геолог. Бюро Грознефти.

192. Обзор мировой и советской нефтяной промышленности за 1926 г.

193. *Саханов А. Н.* и *Васильев Н. А.* Вознесенские нефти. „Нефт. хоз." т. XII, № 3, стр. 407—410.

194. Нефть. О разведочных скважинах, намеченных геологом К. А. Прокоповым в Вознесенском районе. Вестн. Геол. ком., № 10, стр. 71.

195. *Шаньгин С. Н.* Изоляция песчаников Ново-Грозненского района при их прохождении глубокими скважинами вращательным бурением. „Нефт. хоз.", № 8, стр. 177.

1928 г.

196. *Галака О. И.* О режиме пластов Ново-Грозненского нефтяного района. „Нефт. хоз.", № 11—12, стр. 614.

197. *Глембоцкий А.* Деятельность геолого-технической комиссии Грозненского района в январе 1928 г. „Нефт. хоз.", т. XIV, № 5.

198. *Глембоцкий А.* Охрана нефтяных месторождений в Грозненском районе. „Нефт. хоз.", № 9, стр. 299.

199. *Голубятников Д. В.* Заключение по производственной программе Грознефти на 1927/28 г. Рукопись хранится в фонде НГРИ (Ленинград), мат. 63, 415—28—8, стр. 17.

200. *Giwter R. L.* Water problems in the New Grosny field, Russia. „Bull. Amer. Assoc. Petr. Geol.", vol. 12. № 9, p. 950.

201. *Жданов М. А.* К вопросу о строении Старо-Грозненской антиклинали „Нефт. хоз.", 1928 г., стр. 470.

202. *Кудрявцев Н. А.* К строению Ново-Грозненского нефтеносного района Изд. Геол. ком., Л., вып. 75.

203. *Леднев Н. М.* Доклад о плане промышленных разведок Грознефти на пятилетие. Рукопись хранится в фонде НГРИ (Ленинград), мат. 62, 415—28—8. стр. 5.

204. *Леднев Н. М.* О степени подготовленности Грознефти к сохранению добычи на будущее время. Рукопись хранится в фонде НГРИ (Ленинград), мат. 73, 415—28—8, стр. 6.

205. *Линдтроп Н.* Охрана недр в Грозненском районе и в Калифорнии. „Нефт хоз.", т. 19, № 1, стр. 41—51.

206. *Линдтроп Н. Т.* Характеристика фонтанов Грозненского района. „Нефт хоз.", № 9, стр. 305, № 10, стр. 449.

207. Нефть. О подсчете Н. Т. Линдтропом запасов нефти в Ново-Грозненском районе. Вест. Геол. ком., № 1, стр. 49.

208. Обзор мировой и советской нефтяной промышленности за 1927 и 1928 гг.

209. *Прокопов К. А.* Вознесенский нефтеносный район. „Поверхность и недра", № 3—5, стр. 33—42.

210. Результаты определения коэфициентов пористости песчаных пород из скважин Ново-Грозненского промыслового района. Рукопись хранится в фонде НГРИ (Ленинград), мат. 23, 415—28—7, стр. 1.

211. *Суханкин В.* и *Николаев В.* О газовом факторе Ново-Грозненского месторождения. „Нефт. хоз.", т. XIV, № 1, стр. 35—40.

212. *Утилов В., Зомбе Р.* и *Линдтроп Н.* По поводу статьи А. Глембоцкого об охране нефтяных месторождений в Грозненском горном округе. „Нефт. хоз.", т. XV, № 11—12, стр. 776.

213. *Уткин Н.* Некоторые данные о цементировании скважин на промыслах Грознефти. „Азерб. нефт. хоз.", № 3 (15), стр. 49.

214. *Шаньгин С. Н.* Особенности геологического строения Ново-Грозненского района. „Нефт. хоз.", № 4, стр. 466.

1929 г.

215. *Богаевский.* Переработка натурального газа. „Грозн. нефт. хоз.", т. XVII № 11—12, стр. 694—703.

216. *Жданов.* Об искривлении скважин, пройденных вращательным бурением в Старо-Грозненском районе. „Нефт. хоз.", т. XVII, № 7, стр. 12—18.

217. *Крестовников В.* Пористость и механический состав песчаников и песков Грозненского нефтеносного района. „Нефт. хоз.", т. XVIII, № 9.

218. *Lindtrop N.* Oil and water oil-sands. Grosny, Russia. „Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", VII, стр. 811.

219. *Линдтроп Н. Т.* Подземные условия в пластах Ново-Грозненского района. „Нефт. хоз.", № 4, стр. 486.

220. *Маляров К. Л.* Химический состав буровых вод Грозненского района. Изд. НТУ ВСНХ, Москва, 159 (1), стр.

221. *Maximovitsch.* Oil-fields. Russia. Das Erdölgebiet von Grosny. „Petrol. Ztschr.", т. 25, № 2. янв. 9.

222. Обзор мировой и советской нефтяной промышленности за 1928—29 гг. Стр. 28—29, 38—42, 65—67.

223. Результаты определения пористости и механического состава в породах из скважин Ново-Грозненского района. Рукопись хранится в фонде НГРИ (Ленинград), мат. 22, 415—28—7, 1 табл.

224. *Саруханов А. М.* Результат электрофицированного бурения на Грозненских промыслах. „Нефт. хоз.", т. XVIII, № 11—12, стр. 806.

225. *Танасевич М. Г.* XXII пласт в Ново-Грозненском районе. „Азерб. нефт. хоз.", № 12 (96), стр. 31—36.

226. *Танасевич М. Г.* Из практики замеров искривлений скважин в Ново-Грозненском районе. „Нефт. хоз.", № 11—12, стр 650—655.

227. *Танасевич М. Г.* Некоторые детали строения восточной конечности Старо-Грозненского района. „Азерб. нефт. хоз.", № 2, стр. 65.

228. *Шайдеров А.* Геотермические наблюдения в Ново-Грозненском районе. „Азерб. нефт. хоз.", № 4, стр. 50—60.

229. *Шаповалов А.* Деятельность Геолого-технической комиссии Грозненского района в первой четверти 1928/29 операционного года. „Нефт. хоз.", № 7, стр. 146.

230. *Шаповалов А.* Деятельность Геолого-технической комиссии Грозненского района в четвертой четверти 1927/28 операционного года. „Нефт. хоз.", № 4 стр. 119.

231. *Шаповалов А.* Деятельность Геолого-технической комиссии по охране нефтяных месторождений Грозненского района во второй и третьей четверти 1928—1929 гг. „Нефт. хоз.", т. XVIII, № 9, стр. 452.

1930 г.

232. *Архангельский А. Д.* и *Залманзон Э. С.* Условия образования подземных вод Грозненских нефтяных месторождений. Тр. Гос. иссл. нефт. ин-та. Сборн. раб. за 1930—31 гг., стр. 5—6.

233. *Голубятников Д. В.* Электроразведка в Грозненском районе. „За нефт. пятилетку", № 11—12, стр. 11—14.

234. *Губкин И. М.* Основные вопросы разработки и разведки нефтяных месторождений Ново-Грозненского и Майкопского районов. „Нефт. хоз.", № 11, стр. 517.

235. *Губкин И. М.* Новые нефтеносные районы. „За нефт. пятилетку", № 6—7, стр. 2—7.

236. *Ильинский С.* О надвиговом строении Соленой балки. „Нефт. хоз.", 1930 г., № 1, стр. 11.

237. *Карпенко Н. М.* О тектонике Ново-Грозненского нефтяного района. „Нефт. хоз.", т. XIX, № 7, стр. 18.

238. *Клушин А. А.* Рудничная разработка нефти. Нефтяные рудники на Старо-Грозненском месторождении. „Горн. журн.", № 1, № 4—5, 1931 г., № 7.

239. *Максимович Г. М.* Анализ эксплоатации нефтяных районов Грознефти. Изд. журн. „Азерб. нефт. хоз.", 61 стр. Приложение к № 7—8.

240. *Максимович Г. М.* Баланс скважин Грозненского и Вознесенского районов. „Азерб. нефт. хоз.", № 3, стр. 26.

241. *Максимович Г. М.* О нефти в сарматских слоях Старо-Грозненского района. „Азерб. нефт. хоз.", № 4, стр. 63.

242. *Максимович Г. М.* О фонтанных проявлениях XIII пласта в восточной части Старо-Грозненского района. „Азерб. нефт. хоз.", № 2, стр. 81.

243. *Осенина Т. А.* Задачи разведочного бурения на Старо-Грозненских площадях. „Нефтяник", № 1, стр. 37.

244. *Осенина Т. А.* и *Осенин С. А.* Итоги вращательного бурения в Старо-Грозненском районе. „Нефт. хоз.", № 8—9, стр. 218—231.

245. *Осенины Т. А.* и *С. А.* Опыт изучения некоторых факторов искривления скважин по материалам Старо-Грозненского района. „Нефт. хоз.", т. XVIII, № 4. стр. 568.

246. Разведочные работы на нефть в СССР. (Материалы 1-го Всесоюзного Съезда геологов-нефтяников, Москва, 1929 г.). Геол. изд-во ГГРУ. М.-Л., стр. 93.

247. Обзор мировой и советской нефтяной промышленности за 1930 г. Стр. 148—158, 182—187, 144—195, 212—225.

248. *Сельский В. А.* Месторождение нефти Северного Кавказа и Крыма. Геол. изд-во ГГРУ 1930 г. Материалы к пятилетному плану разведочных работ на нефть по данным Совещ. геологов-нефтяников в Москве 26/XI—1/XII 1927 г. „Разведочные работы на нефть в СССР", стр. 38.

249. *Сельский П.* и *Щеглова Е.* Абсолютные вязкости грозненских нефтяных продуктов. „Азерб. нефт. хоз.", № 12, стр. 130—131.

250. *Танасевич М. Г.* Некоторые общие принципы разработки Ново-Грозненского района. „Нефт. хоз.", т. XIX, № 8 и 9, стр. 175.

251. *Танасевич М. Г.* и *Карпенко Н. Н.* О тектонике Ново-Грозненского нефтяного района. „Нефт. хоз.", т. XIX, № 7, стр. 18.

252. *Танасевич М. Г.* и *Лисицын П.* К характеристике чокракско-спириалисовых слоев в Ново-Грозненском районе. „Азерб. нефт. хоз.", № 11, стр. 45.

253. *Танасевич М. Г.* Чокракско-спириалисовые слои в Ново-Грозненском районе. „Азерб. нефт. хоз.", № 9, стр. 69.

254. *Хуциев* и *Петров.* Пластовая карта Вознесенского района. Изд. Геол. бюро Грознефти.

255. *Шайдеров А.* К характеристике верхних горизонтов Ново-Грозненского района. „Азерб. нефт. хоз.", № 2, стр. 37.

256. *Шайдеров А.* О результатах электроразведки в Ново-Грозненском районе. „Азерб. нефт. хоз.", № 9, стр. 78.

257. *Шибинский П. Я.* Геолого-разведочные работы в районе. г. Сюиль-корт. „Нефт. хоз.", т. XVIII, № 4, стр. 555.

1931 г.

258. *Брод И. О.* О номенклатуре скважин при бурении на нефть. Вестн. ГГРУ, № 10—11.

259. *Клушин.* Нефтяной рудник в Старо-Грозненском месторождении. „Азерб. нефт. хоз.", № 6, стр. 45.

260. *Лутовинов Л.* Нефтяной рудник в Старо-Грозненском районе. „Азерб. нефт. хоз.", № 1, стр. 57.

261. *Макаренко.* Краткие сведения о Ново-Грозненском нефтяном районе. „Нефть", № 15, стр. 3.

262. *Пономарев К.* и *Баранов М.* Дополнительные данные по применению процесса Мариетта на Старо-Грозненских промыслах. „Азерб. нефт. хоз.", № 7—8.

263. Стенограммы Всесоюзного Съезда геологов-нефтяников в Москве, в январе 1931 г. Рукопись хранится в фонде НГРИ, стр. 181—283. Мат. 59, 415.

264. *Щуров* и *Сергиенко.* Торпедирование скважин в Ново-Грозненском районе „Нефт. хоз.", № 1, стр. 106.

1932 г.

265. *Алферов Б. А.* Нефтяные месторождения Грозненского района. Северный Кавказ. Мощная минерально-сырьевая база СССР. Книгоиздательство „Северный Кавказ", стр. 46.

266. *Брод И. О.* К методологии поисков и разведки нефти и газа. Изд. Союзгеологоразведка.

267. *Голубятников Д. В.* Нефтяные фонды и перспективы их развития, планирование добычи и разведки. Материалы конференции 12—24 апреля 1932 г., вып. II. „Геолого-разведочные работы во втором пятилетии", стр. 259.

268. *Карпенко Н. М.* и *Макаренко Г. А.* Структурная карта Ново-Грозненского нефтяного района. Изд. Треста Грознефть.

269. *Клушин А. А.* Проект эксплоатации Старо-Грозненского нефтяного месторождения при помощи вторичных методов разработки. „Азерб. нефт. хоз.", № 11, стр. 8—10.

270. *Максимович.* Характер распределения нефтей Старо-Грозненского района. „Грозн. нефт.", № 5—6, стр. 18—21.

271. Материалы комиссии акад. И. М. Губкина по уточнению запасов нефти и составлению проектов разведки и разработки Ново-Грозненского района. М.-Л. ОНТИ НКТП. Гос. науч.-техн. нефт. изд.

272. *Петров Л. С.* Структурная карта надвиговой поверхности Вознесенского нефтяного района. Тр. НГРИ, сер. Б, вып. 20.

273. *Петров Л. С.* Условия залегания нефти и контуры нефтеносности Вознесенского района. Тр. НГРИ, сер. А, вып. 28.

274. *Сельский В.* Опыт исследования третичных отложений Грозненского района. М.-Л. ОНТИ НКТП Гос. науч.-техн. нефт. изд., 196 (3) стр.

275. *Сухарев Г.* Исследование водяных притоков в скважинах Ново-Грозненского района. „Азерб. нефт. хоз.", № 12, стр. 51—55.

1933 г.

276. *Ильинский С. М.* О связи между пористостью и механическим состоянием песчаников Старо-Грозненской площади. „Нефт. хоз.", № 1, стр. 2—1.

277. *Макаренко Г. А.* К вопросу о тектонике Ново-Грозненского района „Нефт. хоз.", № 2, стр. 89—96.

СОДЕРЖАНИЕ.

От редакционного комитета 2

I. Эксплоатационно-разведочное бурение на промысловых площадях в 1931—1932 гг.

1. *С. Н. Шаньгин*—Результаты и перспективы разведки контуров нефтеносности и глубоких горизонтов на эксплоатационных площадях Грознефти 3
Summary 16

II. Ново-Грозненская площадь.

2. *Г. А. Макаренко* — К тектонике Ново-Грозненской промысловой площади 17
Summary 39

III. Старо-Грозненская площадь.

3. *Н. Г. Донсков*—Итоги разведочного бурения 1932 г. на Старо-Грозненской промысловой площади 41

4. *Н. Г. Донсков*—К программе разведочных работ на Старо-Грозненской промысловой площади в 1933 г. 45
Summary 56

5. *Г. А. Максимович*—Фонтаны спаниодонтелловых песчаников Старо-Грозненского месторождения 57
Введение . . . . . —
Роль фонтанов в добыче района 58
Спаниодонтелловая свита 59

2-й и 3-й водоносные пласты 61
I пласт 64
II пласт 66
III пласт 68
IV пласт 70
V пласт 72
VI пласт 73
VII пласт 74
VIII и IX пласты 75

Фонтаны спаниодонтелловой свиты 79
Выводы 86
Summary 89

IV. Артемовский район.

6. *А. Н. Кожушко*—Обзор разведочных работ 1932 г. в Артемовском районе 91
Молгабек . . . . . —
Вознесенская площадь 99

Алхазово 100
Харбиджин 101
Summary 102

7. *Г. А. Максимович*—Буровые воды Вознесенской площади 103
Введение . . . . . .
Количество и характер анализов 104
Верхние воды . . . . . —
Воды спаниодонтелловых и спириалисовых слоев 116
Сводные данные 124
Summary 126

V. Бурение, охрана недр и вторичные методы разработки.

8. *П. С. Брудницкий* - Разведочное бурение на промысловых площадях Грознефти 127
Summary 132

9. *М. В. Максимов*—Работа Грозненской геолого-технической комиссии по охране нефтяных и газовых месторождений за 1932 г. и состояние охраны недр в Грозненском и Дагестанском районах 133

I. Работа ГТК . . . . . —
Ново-Грозненский район 134
Старо-Грозненский район 137
Артемовский район . . . . . —
Разведочные районы Грознефти 138
Дагестанские разведки Грознефти . . . . . —
Дагсоюзгаз . . . . . —

II. Состояние охраны недр 139
Ново-Грозненский район . . . . . —
Старо-Грозненский район 142
Артемовский район 143
Разведочные районы Грознефти . . . . . —
Дагсоюзгаз . . . . . —
Summary 144

10. *Б. М. Шайдеров*—Обзор работ Грозненского комитета по вторичным методам разработки нефтяных месторождений . . . . . —
Summary 149

VI. Электроразведка на промыслах Грознефти.

11. *А. М. Шайдеров*—О результатах электроразведки на промысловых площадях Грознефти в 1931 г. 151
Summary 159

12. *Г. С. Морозов*—Электрометрические работы на промысловых площадях Грознефти в 1932 г. 160

I. Основные принципы промысловых электрометрических работ . . . —

II. Электрометрические работы в эксплоатационных и разведочных скважинах 164
Электрический кароттаж 165
Некоторые замечания об основных (глубоких) пластах Ново-Грозненского района . . . . . —
Спонтанная поляризация (PS) 168
Замеры температуры 169
Замеры кривизны скважин . . . . . —
Замеры водяных притоков . . . . . —
Опытно-экспериментальные работы . . . . . —

1. Опыты с новым явлением PP (провоцированная поляризация) . . —
2. Опыты, имевшие целью улучшение отбивки глубоких пластов и лучшее отграничение кровли и почвы их. (Связь сопротивления с нефтенасыщением—проблема Старо-Грозненского района) . . 170
3. Опыты, имевшие целью улучшение отбивки тонких пластов (проблема Стерч-Керчи) 171
4. Опыты, имевшие целью переход на двужильный провод . . . . —
5. Опыты, имевшие целью ускорение работ . . . . . —

III. Заключение . . . . . —
Summary 172

13. *А. М. Шайдеров*—Некоторые выводы из ознакомления с электрометрическими работами фирмы Шлюмберже во время командировки во Францию в 1932 г. 173
Summary 190

Литература 191
Аннотации 205

Ответ. ред. И. О. Брод. Технич. ред. Я. И. Лебедев.
Ленгорлит № 17860. Время сдачи в набор 16/VI. Количество листов 13¾. Подписано к печати 10/VIII. Станд. формат бумаги 62×94. Количество бумажных листов 6⅝. Общее количество знаков на бумажн. листе 90.000. Заказ № 1784. Тираж 1000.

1-я тип. изд-ва Ленинградского Облисполкома и Совета, 2-я Советская, 7.

АННОТАЦИИ

Аннотации следует вырезать и, наклеив на карточку, помещать в картотеку.

Линия отреза

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ
Вып. 4, 1933 г.
Стр. 4—16

С. Н. ШАНЬГИН

Результаты и перспективы разведки контуров нефтеносности и глубоких горизонтов на эксплоатационных площадях Грознефти.

(Доклад на первой конференции 1931 г.)

Линия отреза

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ
Вып. 4, 1933 г.
Стр. 17—40

Г. А. МАКАРЕНКО

К тектонике Ново-Грозненской площади.

(Доклад на второй конференции 1932 г.)

Автор, рассматривая новые данные, полученные глубоким бурением, устанавливает надвиговое строение Ново-Грозненской антиклинали, давая направление дальнейшим работам, исходя из сводки всего имеющегося материала.

Линия отреза

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ
Вып. 4, 1933 г.
Стр. 41—44

Н. Г. ДОНСКОВ

Итоги разведочного бурения 1932 года на Старо-Грозненской промысловой площади.

(Доклад на второй конференции).

Линия отреза

ANNOTATIONS

The annotations are to be cut off, mounted on cards and placed into a catalogue.

Cut line

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 4—16
Summary p. 16

S. SHANGIN

Results and possibilities of prospecting for the contours of the oil pool and for deep horizons on the productive fields of Grozneft Trust.

(Report held at the plenary meeting of the conference 1931).

Cut line

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 17—39
Summary p. 39—40

G. MAKARENKO.

To the tectonics of the New Grozny oil field.
(Report at the plenary meeting of the Second conference 1932).
On the base of new data obtained by deep boring the author establishes a thrust-structure of the New Grozny anticline, giving a new direction to further works which follows from the sum of data presently available.

Cut line

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 41—44
Summary p. 56—57

N. DONSKOV

Results of prospect drilling in 1932 in the Old Grozny producing areas.

(Report at the Plenary Meeting of the Second Conference).

Cut line

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ
Вып. 4, 1933 г.
Стр. 45—56

Н. Г. ДОНСКОВ

К программе разведочных работ на Старо-Грозненской площади в 1933 г.

Автор, подводя итоги по результатам разведочного и разведочно-эксплоатационного бурения в Старо-Грозненском районе за последние годы, намечает комплекс необходимых работ на 1933 г.

Линия отреза

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ
Вып. 4, 1933 г.
Стр 57—88

Г. А. МАКСИМОВИЧ

Фонтаны спаниодонтелловых песчаников Старо-Грозненского месторождения.

Автор, анализируя материалы фонтанной эксплоатации горизонтов спаниодонтелловых слоев, делает выводы о режиме этих пластов.

Линия отреза

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ
Вып. 4, 1933 г.
Стр. 91—102

А. Н. КОЖУШКО

Обзор разведочных работ в Артемовском районе.

Автор останавливается на результатах разведочного бурения в Молгабеке, Алхазове, Вознесенске и Харабижине, намечая программу работ на 1933 г.

Линия отреза

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 45—56
Summary p. 56—57

N. DONSKOV

To the program of prospect works in the Old Grozny producing areas.

Summing up the results of trial and prospecting exploitation boring in the Old Grozny district for the last years the author points out the complex of necessary works which are to be carried out in 1933.

Cut line

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 57—88
Summary p. 89—90

G. MAXIMOVITCH

Analizing the records of gusher oil production from different horizons of the *Spaniodontella* beds the author draws conclusions on the régime of these seams.

Cut line

Cut line

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 91—102
Summary p. 102—103

A. KOJUSHKO

Revision of the prospect works of 1932 in the Artemovsk District.

The author dwells upon the results of prospect boring in Molgabek, Alkhazovo, Voznessensk and Kharabijin, on the base of which he outlines a tentative program of works for 1933.

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ

Вып. 4, 1933 г.

Стр. 103—125

Г. А. МАКСИМОВИЧ

Буровые воды Вознесенской площади.

Автор, систематизируя имеющийся аналитический материал по водам Вознесенской площади, предлагает классификацию вод для этого района.

Линия отреза

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ

Вып. 4, 1933 г.

Стр. 127—132

П. С. БРУДНИЦКИЙ

Разведочное бурение на промысловых площадях Грознефти.

Автор, рассматривая методику глубокого бурения, применявшегося Грознефтью при разведке новых горизонтов, дает на основе анализа результатов работ за прошлые годы по 1932 г. включительно целый ряд предложений.

Линия отреза

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ

Вып. 4, 1933 г.

Стр. 133—144

М. В. МАКСИМОВ

Работа Грозненской геолого-технической комиссии по охране недр в Грозненском и Дагестанском районах по 1932 г. включительно.

Линия отреза

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 103—125
Summary p. 126

G. MAXIMOVICH

The drill waters of the Voznessensk Oil Field.

Systematizing the available materials on the analysis of waters of Voznessensk field, the author proposes a classification of the region.

Cut line

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 127—132
Summary p. 132—133

P. BRUDNITSKI

Prospect drilling in the producing fields of Grozneft Trust.

Examining the methods of deep boring applied by Grozneft for the prospecting of new horizons, the author advances a series of propositions based upon an analysis of the results of works obtained in the preceding years.

Cut line

Cut line

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 133—144
Summary p. 144

M. MAXIMOV

Activity in 1932 of the Grozny Technical Commission on the Conservation of oil and gas deposits and the state of reserves in the Grozny and Daghestan fields.

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ

Вып. 4, 1933 г.

Стр. 144—149

Б. М. ШАЙДЕРОВ

Обзор работ Грозненского комитета по вторичным методам разработки нефтяных месторождений.

Автор рассматривает результаты применявшихся в Грозном вторичных методов эксплоатации и останавливается на подготовительных работах по обоснованию проекта по шахтной разработке Старо-Грозненского района.

Линия отреза

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ

Вып. 4, 1933 г.

Стр. 151—159

А. М. ШАЙДЕРОВ

О результатах электроразведки на промысловых площадях Грознефти в 1931 г.

Линия отреза

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ

Вып. 4, 1933 г.

Стр. 160—172

Г. С. МОРОЗОВ

Электрометрическиее работы на промысловых площадях Грознефти в 1932 г.

Автор останавливается на основных принципах промысловых электрометрических работ и приводит данные по применению кароттажа, спонтанной поляризации и различных электрометрических замеров в пробуренных скважинах.

Линия отреза

ТРУДЫ
СЕВЕРО-КАВКАЗСКИХ
КОНФЕРЕНЦИЙ
ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ

Вып. 4, 1933 г.

Стр. 173—189

А. М. ШАЙДЕРОВ

Некоторые выводы из ознакомления с электрометрическими работами фирмы Шлюмберже во время командировки во Францию в 1932 г.

Линия отреза

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 144—149
Summary p. 149—150

B. SHAIDEROV

Review of the works of the Grozny Committee of Secondary Methods of Developing Oil Deposits.

Dwelling upon the results of secondary methods of development applied in Grozny the author discusses the preparatory works connected with the project of mine-developing of the Old Grozny Field.

Cut line

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p 151—159
Summary p. 159—160

A. SHAIDEROV

On the results of electrical surveying carried out in 1931 on the producing fields of Grozneft Trust.

Cut line

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 160—172
Summary p. 172—173

G. MOROZOV

Electrometrical works of 1932 in the producing fields of Grozneft.

The author dwells upon the main principles of industrial electrometric works and gives data illustrating the application of the carottage and spontaneous polarization methods, also of various electrometric measurements in oil wells whose drilling is completed.

Cut line

Proceedings
of the North Caucasian
Conferences
of petroleum geologists
Fascicle 4, 1933
p. 173—189
Summary p. 190

A. SHAIDEROV

Some conclusions from the inspection of the electrometric works carried out by the firma Schlumberger during a stay of the author in France in 1932.

Cut line

Государств. Географическое Общество Библиотека

9 руб.

Проверено
1954 г.